



Instituto Superior Minero Metalúrgico
de Moa
"Dr. Antonio Núñez Jiménez"

Facultad de Metalurgia y Electromecánica
Departamento de Ingeniería Eléctrica

TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

"Predicción de la demanda y
regímenes de explotación del
circuito de distribución 21 de
Moa."

Autor:

Jose Augusto Rodríguez Fortúnez

Tutores:

M.Sc. Reineris Montero Laurencio

M.Sc. Gretel Parodi Macías

Julio – 2009 Moa – Cuba

"Año del 50 Aniversario del Triunfo de la Revolución"



Declaración de Autoridad

En decisión conjunta, el autor Jose Augusto Rodríguez Fortúnez y los tutores M.Sc. Reineris Montero Laurencio y Gretell Parodi Macías, certificamos nuestra propiedad intelectual en este Trabajo de Diploma con título: “Predicción de la demanda y regímenes de explotación del circuito de distribución eléctrico #21 del municipio Moa”. El Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

Jose Augusto Rodríguez Fortúnez

M.Sc. Reineris Montero Laurencio

M.Sc. Gretell Parodi Macías



Pensamiento

"Todas las religiones, artes y ciencias son ramas del mismo árbol. Todas esas aspiraciones están encaminadas a ennoblecer la vida del hombre, elevándolo de la esfera de la mera existencia física y llevándolo hacia la libertad."

Albert Einstein.



Dedicatoria

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que me han apoyado, y que con su esfuerzo, amor y dedicación han hecho posible que este sueño se haga realidad.

Especialmente a:

- A mis padres Rosa María Fortúnez García y Augusto Cesar Rodríguez Atucha por ser sostén y guía para realizar mis sueños, que no tengo más palabras para expresarles todo lo que han hecho por mí para lograr este gran propósito de llegar a ser un profesional.
- A mi hermano Carlos Daniel Rodríguez Fortúnez, por darme fuerza y aliento para seguir adelante.
- A toda mi familia en general y las demás personas que se preocupan por mi bienestar.

El Autor



Agradecimientos

Agradezco infinitamente a todas las personas que de una forma u otra me apoyaron y que con su ayuda fue posible la culminación de este trabajo de diploma. Dentro de ellas:

- A mi tutor M.Sc. Reineris Montero Laurencio por su acertada colaboración y su gran experiencia puesta en función de este trabajo, por su dedicación, por su empeño. A toda su familia por la atención brindada.
- A mi tutora M.Sc. Gretell Parodi Macías por su guía en la realización de este proyecto.
- A mis amigos y compañeros de estudio por la ayuda, armonía y coherencia en las relaciones de equipo.
- Agradezco especialmente a mis familiares y amigos por su fé, amor, confianza, y apoyo brindado durante estos años de estudiante.
- A los compañeros de la Empresa Eléctrica en especial al Ing. Raudelkis Caraballo, por las informaciones ofrecidas que son la base de este resultado.

A todos

Muchas Gracias

Jose Augusto Rodríguez Fortúnez



Resumen

El estudio de los circuitos de distribución reviste una gran importancia debido a que en ellos se concentran los usuarios finales de la energía eléctrica. En el presente trabajo se detallan las características esenciales del actual Sistema Electroenergético Nacional, incluyéndose los servicios ofrecidos por la Organización Básica Eléctrica del municipio de Moa.

A partir de que los dispositivos de protección y medición NU-Lec se han implementado en los sistemas de distribución eléctrica, se aprovecha esta facilidad como base para presentar los resultados de esta investigación. Se describe las particularidades del circuito 21 del municipio de Moa, partiendo de: las características de las cargas eléctricas, el comportamiento del consumo en edificios multifamiliares y las variables presentes.

También se establecieron las curvas características de la demanda por cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta el horario de verano e invierno. Se determinan las pérdidas por desequilibrio hasta los primeros transformadores de cada una de las fases.

La tendencia futura en la distribución, es crear redes de monitoreo en línea de la demanda y para lo cual se presenta un modelo de predicción basado en Redes Neuronales Artificiales. El modelo tiene la capacidad de estimar el consumo de potencia activa con un ajuste de más del 90% para todos los meses del año.



Abstract

The study of distribution circuits has a great importance because the end users of the electric power are concentrated in them. In this work the essential characteristics of the current National Electro-energetic System are detailed, including the services offered by the Basic Electric Organization of the municipality of Moa.

Starting from the point that the protection devices and measurement equipments Nu-Lec have been implemented in the electric distribution system, we take advantage of this ease as a base to present the results of this investigation. The particularities of the circuit 21 of the municipality of Moa are described, leaving off from the characteristics of the electric loads, the behavior of the consumption in multifamily buildings and the current variables.

The characteristic curves of the demand for each one of the days of the week are established, having in mind the summer and winter schedule. The losses are determined by imbalance until the first transformers of each one of the phases.

The future tendency in the distribution is to create on-line monitoring networks of the demand and for that reason a prediction model based on Artificial Neural Networks is presented. The model has the capacity to estimate the consumption of active power with an adjustment of more than 90% for every month of the year.



Hipótesis

Con el estudio de las cargas y las variables eléctricas se pueden conocer los regímenes de explotación del circuito de distribución 21 de Moa, encontrar una herramienta para predecir su demanda que permita realizar operaciones de despacho eléctrico más acertadas.



Índice General

Carátula	
Declaración de Autoridad.....	I
Pensamiento.....	II
Dedicatoria.....	III
Resumen	V
Abstract.....	VI
Hipótesis.....	VII
Índice General	VIII
Introducción general	1
Capítulo 1	4
Índice del capítulo.....	4
Introducción	4
1.1. Análisis bibliográfico	5
1.2 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).....	15
1.3 Caracterización de los servicios de la UEB de Moa	17
1.4 Dispositivos NU-Lec. Sus funciones incorporadas	19
Capítulo 2	25
Índice del capítulo.....	25
Introducción	25
2.1 Particularidades del circuito objeto de estudio.....	26
2.2 Análisis de una vivienda para incorporación de cargas sucesivas	29
2.3 Análisis del transformador de alimentación del circuito 21	39
2.4 Análisis de las variables eléctricas del circuito 21	45
2.5 Análisis del comportamiento promedio de las variables	50
2.6 Pérdidas en los ramales principales del circuito 21	55
2.6.1 Cálculo de las pérdidas por desequilibrio.....	56
Capítulo 3.....	58
Índice del capítulo	58
Introducción	58
3.1 Factores que afectan la curva de demanda.....	59
3.2 Preparación de la información. Filtrado, codificación y cambio de escala	63
3.3 Obtención de un modelo mediante la Estimación Paramétrica.....	65
3.4 Obtención de un modelo utilizando una red neuronal. Soporte informático....	66
3.5 Modelo neuronal para estimar la demanda.....	67
3.5.1 Entrenamiento de la red neuronal.....	69
3.5.2 Resultados del entrenamiento de la red neuronal	70
3.6 Validación del modelo neuronal.....	73
Conclusiones.....	78
Recomendaciones.....	80
Bibliografía	81
Anexos	i



Introducción general

En la actualidad, nuestro país, a pesar de la difícil situación energética, continua realizando mejoras de las condiciones técnicas de los circuitos de distribución residenciales. El incremento de las cargas que se ha experimentado en estos circuitos ha conllevado al cambio de los regímenes de explotación debido a la variedad de equipos electrodomésticos. Este equipamiento posee características energéticas mejoradas que difieren de los anteriores. Específicamente, la demanda eléctrica ha sufrido cambios profundos debido a que fundamentalmente la cocción de los alimentos se realiza mediante el uso de la electricidad.

Una de las variables más difíciles de definir a la hora de llevar a cabo cualquier estudio en las redes de distribución, es sin dudas el comportamiento de las cargas, entre las que se encuentran las del sector residencial, que se compone de elementos de consumos moderados o reducidos como equipos electrónicos, de iluminación eficiente, etc y equipos con demandas elevadas, como los de calor empleados en la elaboración de los alimentos; estos últimos son los que logicamente tienen mayor influencia en el gráfico de carga. La sustitución del combustible doméstico por energía eléctrica para la cocción familiar, actividad que se realiza en un intervalo de tiempo muy bien acotado, ha introducido drásticos cambios en la demanda, el consumo, factor de potencia y los gráficos horario de estos clientes. En el presente trabajo de diploma se exponen las características de las nuevas curvas de carga del sector, enfocado a un circuito de distribución caracterizado por la presencia de edificios multifamiliares.



Existen diversos métodos para estimar la demanda eléctrica, con los que se suelen realizar los estudios a largo plazo. Sin embargo, para determinar el comportamiento horario es prácticamente obligatorio analizar mediciones en instalaciones ya existentes analizando, además, la composición de los receptores asociados.

Los gráficos de carga del sector residencial se caracterizan por una elevada demanda en las primeras horas de la noche cuando la mayor parte de la familia regresa al hogar y se intensifica el uso de los equipos electrodomésticos. Los estudios realizados con anterioridad se han basado fundamentalmente en valores medios tomados de transformadores típicos, con los que se han instrumentado gráficos que se clasifican de acuerdo a los lugares de ubicación dentro de las áreas estudiadas (centro de las ciudades, periferias, zonas rurales, etc.).

Esta forma de simplificar el problema ha dado resultados aceptables, si se tiene en cuenta que estudios de más rigor requieren mayor número de muestras y clasificarlas por estratos. No obstante aún no se han aprovechado todas las potencialidades de la instrumentación eléctrica que permita verificar y profundizar en el estudio de los circuitos de distribución eléctrica.

La presencia de los NU-Lec (Dispositivos de protección y Medición) se ha ido generalizando a nivel de país. Las facilidades de medición que brindan estos dispositivos permiten realizar investigaciones en los circuitos de distribución, mejorando las predicciones de las variables presentes permitiendo implementar cambios oportunos. La fuerte tendencia a la uniformidad del equipamiento doméstico de alto consumo ha tendido a establecer gráficos prácticamente semejantes en la mayor parte de los sectores de la población.

Por todo lo anterior, declaramos como problema de la presente investigación: El insuficiente conocimiento de los regímenes de explotación de los circuitos eléctricos residenciales.



Objetivo general:

Estudiar los regímenes de explotación del circuito eléctrico 21 del municipio de Moa, prediciendo su demanda mediante el empleo de Redes Neuronales Artificiales.

Objetivos Específicos:

1. Caracterizar las cargas del sector residencial, determinando la influencia de su funcionamiento en las variables eléctricas.
2. Estudiar el comportamiento de los parámetros que caracterizan el circuito 21 para diferentes condiciones de explotación, mediante el empleo de los resultados de las mediciones de los NU-Lec y herramientas computacionales (Excel, Matlab).
3. Pronosticar el comportamiento de la demanda del circuito 21 mediante el empleo de Redes Neuronales Artificiales.

Tareas:

- 1- Procesamiento de los datos en Excel
- 2- Mediciones en el hogar
- 3- Estudio específico de las cargas
- 4- Cálculo de algunas variables del circuito
- 5- Modelación paramétrica
- 6- Modelación RNA
- 7- Validación del modelo



CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

Índice del capítulo

- 1.1 Análisis bibliográfico
- 1.2 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional
- 1.3 Caracterización de los servicios de la UEB de Moa
- 1.4 Dispositivos de protección y medición NU-Lec

Introducción

En este capítulo se abordarán diferentes aspectos teóricos que sirven de base para aplicar un conjunto de conocimientos en función de resolver la problemática planteada en la investigación. Se realiza una explicación minuciosa del actual Sistema Electroenergético Nacional, haciendo reseña a sus características más importantes. También se hizo un análisis profundo de los servicios brindados por la UEB del municipio de Moa, haciendo énfasis en los dispositivos de protección y medición NU-Lec, que de ahí parten las mediciones extraídas para la realización de este trabajo.



1.1. Análisis bibliográfico

Existen diversos métodos para estimar la demanda eléctrica, con los que se suelen realizar los estudios a largo plazo. Sin embargo, para determinar el comportamiento horario es prácticamente obligatorio analizar mediciones en instalaciones ya existentes, además, la composición de los receptores asociados. Los gráficos de carga del sector residencial se caracterizan por una elevada demanda en las primeras horas de la noche cuando la mayor parte de la familia regresa al hogar y se intensifica el uso de los equipos electrodomésticos. (GALLARDO, 2004; MORAL, 2003; MURILLO, 2003).

En los sistemas eléctricos donde el resto de las cargas tienen un peso reducido, los gráficos totales tienen formas horarias muy similares a los del sector residencial, sobre todo en el horario pico. La sustitución de los diversos tipos de combustibles domésticos por la energía eléctrica ha provocado una transformación significativa en los gráficos de carga de este sector y por ende en todo el sistema, por lo que se requiere evaluar su impacto y características con el fin de realizar estudios más precisos y confiables. Los estudios realizados con anterioridad se han basado fundamentalmente en valores medios tomados de transformadores típicos, con los que se han instrumentado gráficos que se clasifican de acuerdo a los lugares de ubicación dentro de las áreas estudiadas (centro de las ciudades, periferias, zonas rurales, etc.).

Esta forma de simplificar el problema ha dado resultados aceptables, si se tiene en cuenta que estudios de más rigor requieren mayor número de muestras y clasificarlas por estratos. La fuerte tendencia a la uniformidad del equipamiento doméstico de alto consumo ha tendido a establecer gráficos prácticamente semejantes en la mayor parte de los sectores de la población.



Los resultados obtenidos de diferentes muestras indican que la probabilidad supuesta de la coincidencia de los gráficos, sobre todo en el horario de mayor demanda, son lo suficientemente confiables como para aceptarlos con pocas reservas.

Los gráficos de carga obtenidos muestran tendencias a un comportamiento muy similar entre sí en valores por unidad, independientemente del número de clientes asociados a cada transformador y de la composición del resto de su equipamiento. Es de destacar que en el horario pico, que coincide con el mayor uso de los equipos para la elaboración de los alimentos y las diferencias entre los diferentes gráficos es muy pequeña, excepto en los días de fin de semana. (CASAS FERNÁNDEZ, 2006).

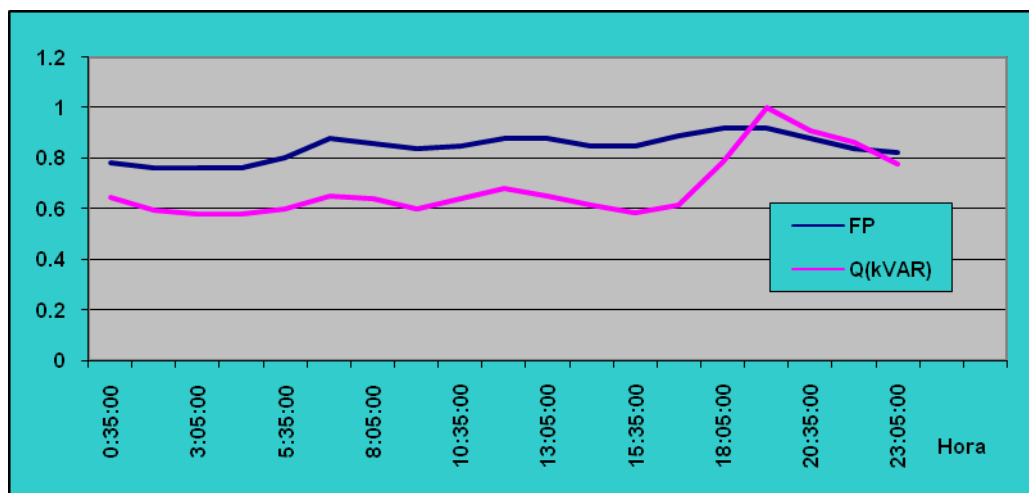


Fig. 1.1 Factor de Potencia y Potencia Reactiva del sector residencial.

Debido a la alta proporción de los equipos resistivos en la carga total, es evidente esperar un alto factor de potencia durante el horario en que estos tienen la mayor probabilidad de operar, o sea durante el horario diurno. Obtenido por el mismo método, la Figura 1.1 muestra el factor de potencia y la demanda de potencia reactiva característica en el sector residencial.



Obsérvese como el factor de potencia es alto a las horas de cocción de alimentos y más bajo durante los demás, y como el consumo de potencia reactiva aumenta con la iluminación.

La influencia de los receptores en la eficiencia del sistema eléctrico ha sido y es un tema de permanente atención. La búsqueda se dirige ahora principalmente a averiguar las influencias negativas provocadas por los armónicos que los receptores 'no lineales' hacen aparecer en la tensión de la red y a crear magnitudes adecuadas para la medida de estas perturbaciones (REDONDO QUINTELA, 2000).

El tema de la eficiencia de los equipos electrodomésticos (CASAS FERNÁNDEZ, 2005) es ampliamente tratado por la bibliografía, así como los consejos prácticos para su utilización racional, pero el estudio para la cuantificación de la eficiencia en diferentes condiciones. Esta operación es muy poco abordada por la bibliografía. Por otra parte se conoce que los nuevos equipos electrodomésticos son más eficientes que los tradicionalmente utilizados en el país, sin embargo es importante evaluarlos como sistema completo donde se relacione la energía llegada al uso final y la energía eléctrica consumida para diferentes condiciones de trabajo.

Los resultados de estos experimentos valen, no solo para concretar consejos prácticos para el correcto uso de los equipos electrodomésticos, sino también para comparar energéticamente y en forma cuantitativa lo que representa para la actividad de cocción de los alimentos por distintas vías, hornillas, ollas eléctricas, microwave, etc. Es importante para tomar conciencia del ahorro de energía eléctrica tener cuantificado lo que representa tomar una medida en aras de mejorar la eficiencia del proceso de transformación de la energía eléctrica en otra forma de energía, ya sea térmica, luminosa, mecánica rotatoria, etc.



Los consumidores de energía eléctrica en el hogar tienen poca cultura de ahorro y se desconocen las cifras de lo que representa una acción en función de la eficiencia, existe bibliografía sobre temas de ahorro de energía en el hogar y aparecen consejos prácticos para cada actividad, pero sin cuantificar lo que representa cada una de esas medidas a fin de centrar los esfuerzos en las que más tributen al ahorro. (CASAS FERNÁNDEZ, 2005).

La Tabla 1.1 contiene los datos de los equipos que fueron evaluados en los distintos experimentos.

Tabla 1.1 Especificaciones técnicas de los equipos.

Equipo	Potencia(W)	Voltaje(V)
Hornilla HACEB	1100 (Alto) 600 (Medio) 300 (Bajo)	120
Calentador de Agua	1000	110
Olla de presión LIN 30 min	800	110
Olla arrocera OHO 1,5 lts	500	110
Horno microwave	1120	120

Los experimentos fueron realizados para un volumen de agua de un litro equivalente a una masa de 0,9972 kg, considerando que para el rango de temperatura de hasta 90 °C, que fue la temperatura final de los experimentos, se mantiene el volumen constante. El voltaje de alimentación se ajustó a 115 V.

El gráfico de la Figura 1.2 representa el comportamiento comparativo de la eficiencia para una cazuela de fondo plano y una de fondo esférico a distintos valores de temperatura.

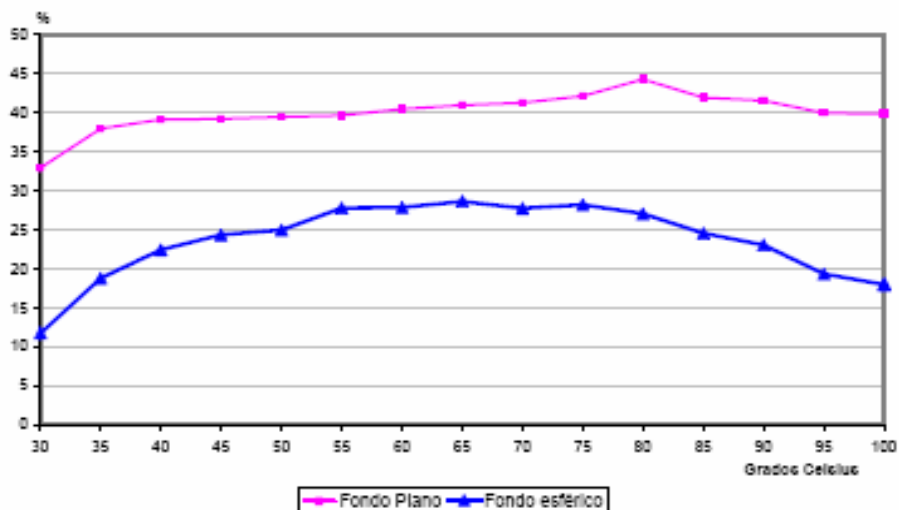


Fig. 1.2 Comparación de la eficiencia a distintas temperaturas.

El horno microwave objeto de estudio es marca Panasonic de una capacidad de 770 pulgadas cúbicas, una corriente de 9,3 A a 120 V para un consumo de 1120 W, se realizaron varios experimentos con el horno; distintas sustancias, diferentes volúmenes y diferentes potencias de salida, los resultados fueron muy similares, solo variaron un poco en cuanto a la potencia salida, según se muestra en la Tabla 1.2.

A este electrodoméstico hay que agregarle dos inconvenientes con respecto a la hornilla, uno: consume 340 VAr para un factor de potencia de 0.95, dos: produce contaminación de armónicos con un TDH = 25%.

Tabla 1.2 Eficiencia del Horno microwave.

Descripción	Condiciones	Eficiencia
Horno Microwave	P=100%	47
	P=70%	45
	P=30%	44

En la figura 1.2 se puede observar que la eficiencia cambia para distintas temperaturas, en los momentos iniciales, es baja porque el sistema hornilla cazuela está absorbiendo calor que no se transfiere al líquido y para temperaturas próximas a



los 100 °C también baja considerablemente, esto está dado, fundamentalmente, porque el gradiente de temperatura con el medio ambiente es mayor y aumentan las pérdidas. Este comportamiento es más crítico en el caso de la cazuela con fondo esférico. Las eficiencias de los equipos que se relacionan en la Tabla 1.3 es hasta temperaturas de 80 °C, el objetivo es solo para tener una idea comparativa, pues entre las ventajas más relevantes de estas ollas eléctricas es que para altas temperaturas la eficiencia cae menos.

Tabla 1.3 Eficiencia de los nuevos electrodomésticos.

Electrodomésticos	Eficiencia
Olla de presión multipropósito LIN	66
Olla arrocera	56
Calentador 1000 W Cubo plástico	89
Cubo metálico	68

El consumo de energía eléctrica para la cocción de alimentos es muy variable de acuerdo a las condiciones concretas del lugar, del sistema de suministro y de las características de los alimentos, es muy conocido por las amas de casa que no todos los frijoles necesitan la misma cantidad de energía para su cocción. El objetivo de estas mediciones es esencialmente para tener una referencia sin que esto implique una cifra categórica. En la Tabla 1.4 aparecen recopilados los resultados de las mediciones antes mencionadas, los mismos corroboran los planteamientos del epígrafe anterior sobre el comportamiento de la eficiencia para altas temperaturas en el caso de las ollas eléctricas versus las hornillas.

Para el caso de la cafetera mediana en la hornilla para diferentes condiciones de voltaje de suministro la eficiencia se comporta proporcionalmente con respecto a la potencia, demostrándose, una vez más, que la calidad de la energía es eficiencia en las redes y en los equipos.

Tabla 1.4 Consumo de energía en actividades de cocción.

Actividad	Equipo	Energía (W* h)
_Coccion de 1 lb. de frijoles colorados	Olla multipropósito Olla INPUT (Hornilla)	330 840
_Coccion de 1 lb. de arroz	Olla multipropósito Olla INPUT (Hornilla)	166 435
_Calentar 1 lb de arroz cocinado desde 17 hasta 92 °C	Horno microwave Sartén con tapa	72 106
_Cafetera mediana en la hornilla	107 V 91,5 V	87 92

La eficiencia durante la cocción se incrementa entre un 6 y un 7% cuando los recipientes se encuentran tapados y si las tapas son buenos aislantes térmicos, como el caso de la cazuela, jarro y sartén antiadherente con tapas de cristal, la diferencia llega a un 10 %.

Es conveniente profundizar en el efecto que tiene las variaciones de voltaje en la eficiencia, no solo en los equipos que tienen un comportamiento de impedancia constante, si no también en los receptores dinámicos.

El horno microwave no es una buena opción para calentar agua, llega a ser menos eficiente que una hornilla con un recipiente de fondo plano y con tapa, sin embargo para calentar arroz, por ejemplo, consume solo dos tercio de la energía que se consume en una hornilla con un recipiente tapado. Este es un tema que medita la pena continuar investigando.

Modelos de demanda para el sector residencial cubano.

Las motivaciones para seleccionar el sector residencial en este estudio están dadas, en primer lugar, por la relevancia y dinamismo que ha presentado este sector en el consumo de electricidad, en particular en esta década recién finalizada. Es evidente que el incremento significativo de la participación del sector residencial dentro del



consumo total de electricidad se debe al mayor impacto de la crisis de los años 90 sobre el sector productivo que sobre la población, no obstante las severas afectaciones del consumo eléctrico a esta, en donde el número de horas con cortes del servicio eléctrico (“apagón”), en los momentos más álgidos de la crisis, llegó a ser de 8 a 10 horas diarias en la capital del país. (Modelos de demanda para el sector residencial cubano, 2009).

Sin embargo, es cierto también que sustentado en el paquete de programas de estabilización y ajuste económico emprendido por el Gobierno, fue el sector residencial el que reportó una tasa de crecimiento más dinámica en este período, menores tasas de contracción de la demanda, y una mayor dinámica en la recuperación. Es importante notar que una vez comenzado el proceso recuperativo de la economía nacional y muy en particular a partir de 1998, la participación del sector residencial se contrae, manteniéndose no obstante 2 puntos por encima de la del año 1989.

Otro elemento que incidió en la decisión de trabajar con este sector fue disponer de literatura donde se evaluaba la utilización de distintos modelos y técnicas econométricas para la estimación de la demanda eléctrica del mismo y la existencia de una serie lo suficientemente larga y homogénea de las principales variables agregadas que deberían explicar el comportamiento de la demanda por parte del sector residencial.

Un último aspecto que se tuvo en cuenta es que la dinámica de la demanda eléctrica del sector residencial escapa a los mecanismos tradicionales y nuevos aplicados a la planificación de este portador para el resto de los actores económicos.



Es a partir de la incidencia en los factores que explican la demanda de electricidad en este sector que se puede ejercer un “control” indirecto sobre la dinámica de su consumo, siendo esto, precisamente, el elemento básico que puede arrojar el trabajo de estimación del modelo de demanda de electricidad. En este sentido, sería importante para la elaboración de políticas responder a preguntas tales como: cómo respondería la demanda de electricidad en el sector residencial ante un incremento de los precios de este portador, en el corto y en el largo plazo; cómo ante una variación del ingreso per cápita de la población y hasta dónde pudieran alcanzar las políticas tarifarias en un marco restrictivo de recursos para la expansión del sistema electroenergético nacional.

Por otra parte, y continuando con esta línea de pensamiento, si se compara el consumo de electricidad per cápita del país con otros países del área se puede notar que Cuba exhibe uno de los niveles más bajos de la región, no obstante presentar uno de los niveles de electrificación más elevados de América Latina y el Caribe. Tal situación hace suponer que, en un escenario económico expansivo o incluso “tendencial”, la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica por parte de este sector será mayor que la del resto de la economía en su conjunto.

Redes Neuronales Artificiales

El método tradicional para resolver problemas complejos en ingeniería es mediante modelos, representados por ecuaciones que buscan reproducir con mayor o menor exactitud, el espacio físico en cuestión. Desafortunadamente, no todos los sistemas pueden abordarse de esta manera debido a que en ocasiones el desempeño de cada variable no está claramente definido, el escenario no es apto a la presencia humana, el sistema es muy extenso o un modelo matemático exacto no es posible, o porque existen determinadas incertidumbres que exigirían extender el tiempo de investigación o emplear recursos a costos prohibitivos. Por esta razón si se



trabaja con técnicas tradicionales en un sistema complejo debe emplearse tiempo y recursos que no siempre están disponibles. Esta dificultad puede salvarse con aplicaciones de inteligencia artificial. (ARMAS TEYRA, 2007).

Una de las herramientas de la inteligencia artificial son las redes neuronales. Estas redes están compuestas por elementos matemáticos, denominados neuronas, que han sido inspirados y en cierta medida, tratan de imitar la actividad funcional del sistema nervioso central humano. Tal y como ocurre en la naturaleza, el funcionamiento adecuado de estos elementos depende de la calidad de su interconexión y de la función de activación del mecanismo. Para muchas aplicaciones la respuesta de una red neuronal artificial; RNA, es frecuentemente más acertada que las generadas por modelos ajustados o por modelos teóricos simplificados ya que se fundamentan en la experiencia de la interacción, sin preconcebir ideas, ni la formulación y el conocimiento previo de complicadas ecuaciones. Además, con la aplicación de redes neuronales el carácter aproximado puede ser gradualmente reducido en la medida que se trabaja y se obtiene más información del sistema. En teoría y en muchos casos prácticos, una red bien entrenada produce resultados que pueden considerarse correctos. (ARMAS TEYRA, 2007).

Las RNA constituyen un potente instrumento para la aproximación de funciones no lineales. Su uso resulta especialmente útil en la modelización de aquellos fenómenos complejos donde la presencia de relaciones no lineales entre las variables es habitual. La aplicación de este tipo de técnicas en el terreno de la Economía ha proporcionado interesantes resultados, sobre todo en los campos de la Teoría Económica y la Econometría. La gran aportación de esta metodología consiste precisamente en la eliminación de la hipótesis reduccionista de linealidad que ha venido dominando el análisis económico a lo largo de su historia. (MALLO GONZÁLEZ, 2009).



Como aproximadores funcionales se propone utilizar Redes Neuronales Artificiales supervisadas, poseen una estructura modular que las hacen altamente paralelizables y realizables en hardware. Una vez que el modelo de funcionamiento normal de cada componente ha sido identificado y ajustado, la caracterización del comportamiento normal se consigue delimitando la región del espacio de entrada conocida por cada modelo (región de confianza) y estableciendo las cotas máximas admisibles de los residuos de la estimación. (MUÑOZ SAN ROQUE, 1996).

1.2 Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional (SEN)

El Sistema Electroenergético Nacional (SEN) en el 2008 le brindaba servicio a un total de 11.4 millones de habitantes. La electrificación abarca el 96% del país. Para esto, la Unión Eléctrica dispone de 14 Centrales Eléctricas principales, casi 7 mil kilómetros de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, más de 75 mil kilómetros de Líneas de Distribución, 131 Subestaciones de Alto Voltaje, 2 096 Subestaciones de Distribución y más de 120 000 transformadores de distribución. (La revolución energética resultados y perspectivas, 2008).

Adicionalmente a las características anteriores, los Sistemas Eléctricos tienen las siguientes peculiaridades: Sus instalaciones son tecnológicamente complejas y de muy alto costo, por lo general requieren áreas extensas, grandes volúmenes de agua, sistemas complementarios de seguridad tecnológica y para la protección del medio ambiente, adecuado diseño para condiciones naturales adversas y extremas, facilidades para el abastecimiento y almacenaje de combustibles. En el año 2008, en el país se estaban consumiendo aproximadamente 6.5 Kwh por vivienda en el mes de julio, el cual fue el de mayor demanda en ese año.



En el año 2008 se contaba una potencia disponible de 3263 MW, y hubo un consumo promedio en los días laborables de 2617 MW. Actualmente, nuestra generación base es la generación térmica, ocupando el 64%, con 1366MW en generación. La generación de electricidad a partir de las nuevas plantas FULL y Diesel están cada una con un 10% de generación, aportando 239 y 723 MW respectivamente. La generación con gas GLP tiene el 15% de generación de electricidad, aportando 295 MW. La generación a base de diesel y FULL o generación distribuida, se esta empleando mayoritariamente en el horario pico para aportar energía a la red.

Estos equipamientos tienen bajos índice de consumo de combustible, así como bajos valores de insumos, están disponibles hasta un 90%, tienen valores de potencia unitaria, cuya capacidad, en caso de avería, no tiene impacto en el SEN, una de las más importantes es su rápida entrada de capacidad de generación que se efectúa en cortos períodos de tiempo, reducción de pérdidas de transmisión y subtransmisión, generación en subestaciones rurales y en los sistemas aislados, disminuye vulnerabilidad ante contingencias, reducción de emisiones contaminantes.

En Cuba, el sector de más consumo energético es el residencial, con 94.87% del consumo eléctrico nacional. Por ser este un gran consumidor de energía, es también el mayor sector de reserva de ahorro en la actualidad con un 46%. El comercial tiene un consumo de 4.55% y los industriales, agropecuario y servicio de alumbrado público tienen un consumo prácticamente insignificante respecto al residencial, con 0.24, 0.33, y 0.01% respectivamente.

En un día típico, el país tiene una demanda eléctrica total en el horario pico alrededor de los 2617 MW. Para satisfacer esta demanda se requiere mantener conectadas y funcionando permanentemente un grupo de plantas termoeléctricas y en muchas ocasiones los grupos FULL y diesel. En el horario pico la mayor demanda es producida por el sector residencial.



Construir una central eléctrica puede tener un costo de hasta 1 millón de dólares por cada megawatt instalado. Una línea eléctrica de alto voltaje puede costar hasta 100 000 dólares por cada kilómetro de extensión. Por estas razones se dice que las inversiones eléctricas son intensivas en capital. Los plazos de construcción son por lo general largos. Construir una nueva unidad de generación eléctrica puede tomar entre 18 y 48 meses, dependiendo del lugar y la tecnología seleccionada.

Con el programa de rehabilitación de redes eléctricas, el país eliminó el 81 % de las zonas de bajo voltaje, con la que fueron beneficiados 716 072 clientes. Con este programa fueron ejecutadas 406 561 acciones para apoyar el 61 % del programa de mejoras. Fueron sustituidos 129 574 postes, 3 047 km de conductores primarios, 1 225 754 acometidas, 21 344 circuitos secundarios, 705 151 metrocontadores, además de que fueron convertidos 193 MVA de 4,16kV a 13,2 kV.

1.3 Caracterización de los servicios de la UEB de Moa

La UEB Moa está situada en el municipio Moa, al noreste de la provincia Holguín, tiene una extensión territorial de 2125 Km cuadrado, está compuesta por 3 Municipios y una población de 75 mil habitantes aproximadamente. Atiende 550.17 Km. de líneas en los municipios Moa, Sagua y Frank País. Para lo que cuenta con un alto poder energético en subtransmisión ascendente a 2 transformadores de 50 MVA de potencia, por una red doble circuito. Esta UEB cuenta con 14 grupos de generación distribuida con 26 MW instalados, tiene además 61 grupos de emergencia con 6.5 MW instalados, tiene dos subcentros, tres sucursales, una subestación de 110 kV y 28 de subtransmisión.

Tiene instalados 1175 transformadores de distribución y una red de líneas eléctricas con 57 008 Km. de transmisión, 144.13 Km de subtransmisión, 377.19 Km. de líneas de distribución primaria y 307.29 Km de líneas secundaria.



La UEB Moa tiene como misión la generación a través de termoeléctricas industriales y una Batería de Grupos Electrógenos Diesel, con una potencia de generación de 26 MW. Esta distribución y comercialización de la energía eléctrica con eficiencia, satisface las exigencias de los clientes, con una plantilla de personal calificado y especializado para solucionar las deficiencias e interrupciones y prestar servicios de posventa. En la tabla 1.5, se expresan la cantidad y el consumo que tienen cada uno de los clientes tanto estatales como residenciales.

Tabla 1.5 Composición del mercado

Clientes	Importe \$	Cantidad	Consumo (MW^h)
Estatales	2144454.7	639	20050614
Privados	664980.03	21371	3136482

En Moa existen un total de 10 circuitos de distribución. En la tabla 1.6 se pueden apreciar algunos parámetros como la tensión en el primario y la longitud total del circuito.

Tabla 1.6 Circuitos de Moa

Circuitos de Moa	Voltaje Primario (kV)	Longitud circuito (km)
Cto 1	13.8	22,380
Cto 2	13.8	12,555
Cto 3	13.8	15,365
Cto 5	2.4	0.700
Cto 6	13.8	13,030
Cto 7	4.16	34,276
Cto 8	13.8	29,498
Cto 9	13.8	7,805
Cto 10	4.16	16,835
Cto 21	13.8	6,850



En el departamento Comercial la facturación de la energía de estos circuitos se divide en rutas de cobro, o sea, el recorrido que el lector deberá seguir por los diferentes repartos para realizar las diferentes lecturas a los metrocontadores.

1.4 Dispositivos NU-Lec. Sus funciones incorporadas

Los Recerradores y Seccionalizadores automáticos de industrias NU-Lec son interruptores trifásicos para montar en poste y uso a la interperie, están equipados con un gabinete de control que garantizan una protección avanzada, registro de eventos y comunicación local y remota. La incorporación de los NU_Lec en las subestaciones desatendidas del país, conllevará a una mejora en cuanto a un mejor funcionamiento de las redes eléctricas y contribuirá al ahorro energético dado que: permitirá trabajar sobre la calidad de la energía a partir de la información obtenida, facilitará la operación y contribuirá al ahorro de tiempo y combustible al permitir actuar sobre las redes sin necesidad de trasladarse físicamente al lugar y ayudará a un rápido aislamiento de las fallas reduciendo así los daños. Esta aplicación de la operación a distancia esta pobremente utilizada en el país. (OTERO DURÁN, 2009).

El diagrama de bloques mostrado en la figura 1.3, indica como el interruptor y el gabinete están interconectados. Los reconectores de Industrias NU-Lec brindan muchas ventajas excepcionales. Las características nuevas e innovadoras han sido posibles por medio de la íntima forma en que el interruptor y el gabinete de comunicaciones trabajan en forma conjunta.

1. Memoria
2. Actuador de Cierre/Apertura
3. Entrada Analógica
4. Conversión Analógica/Digital
5. Interfaz Digital
6. Microprocesador
7. Interfaz Serie
8. Módem
9. Solenoide de la Fuente de Alimentación
10. Fuente de Alimentación Ininterrumpible.
11. Baterías del Panel del operador
12. Subsistema
13. Tarjeta de E/S Remota
14. Radio

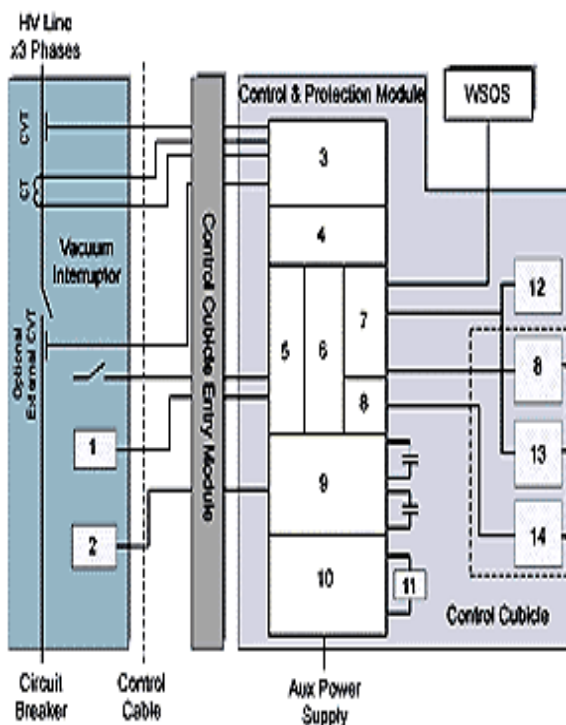


Fig. 1.3 Diagrama en bloques del control y protección del NU-Lec

El corazón de la unidad es el Módulo de Control y Protección (CAPM) y el Panel Inteligente de Control del Operador. El desarrollo de este producto fue impulsado para un mejor retorno sobre el capital invertido en las redes de distribución. Luego de evaluar cuidadosamente las necesidades del servicio, se desarrolló la Serie U a fin de lograr una operatividad y confiabilidad óptima, haciendo uso de la tecnología más reciente en dieléctricos sólidos, interrupción en vacío y microelectrónica. El resultado es un producto competitivo a nivel mundial.

Las señales de la línea de Alta Tensión (AT) están conectadas dentro del módulo de la electrónica por conexión directa a la entrada analógica. Los transformadores de corriente poseen un rango especial extendido desde 10 A a 12.500 A para medición y protección.

Las pantallas de tensión incorporadas reflejan en forma exacta el valor de la tensión primaria y la relación de las fases, permitiendo la medición de la tensión, la corriente y el ángulo de fase en el módulo electrónico. Cada reconectador es provisto con un Panel de Control del Operador (ver figura 1.4), posee una pantalla de cristal líquido de cuatro líneas con iluminación fluorescente para la operación nocturna.

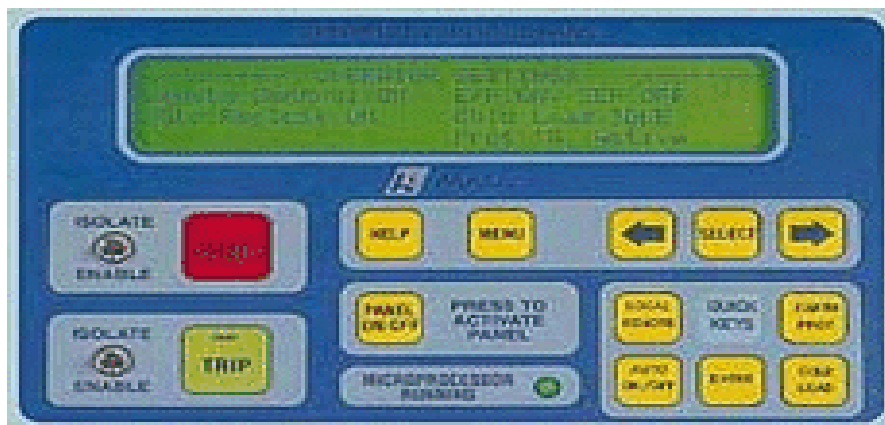


Fig. 1.4 Panel de Control del Operador

Desde aquí, el usuario puede acceder y programar las características de medición y protección disponibles.

Interfaz de telemetría

El reconectador de Industrias Nu-Lec puede ser interconectado a su sistema SCADA ya sea a través del módem V23 incorporado y una radio, o a través de su puerto RS232 y un módem a su elección. Para la radio y el módem, los cuales pueden ser montados dentro del gabinete de comunicaciones, se incluye una fuente de energía ininterrumpible de tensión variable. Se admiten casi todos los protocolos de telemetría. Dos de los protocolos disponibles son el DNP3 e IEC870.

Interfaz con computadora

El Sistema Operativo para Windows (WSOS) es un software avanzado para computadoras personales que permite la programación, el monitoreo y el control "en línea" y "fuera de línea" de un reconectador o un seccionizador a través del puerto RS232.

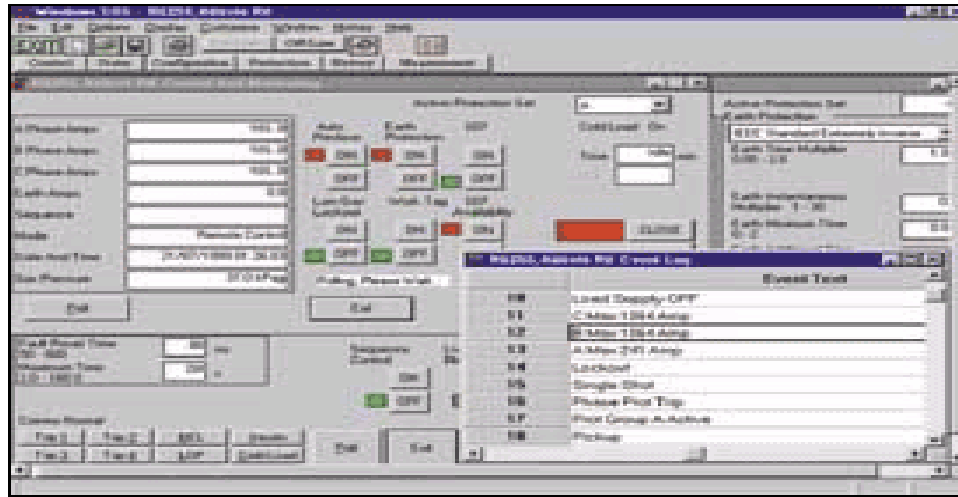


Fig. 1.5 Imagen del WSOS, software para trabajo con el NU- Lec desde PC.

Esto está disponible como una opción al reconectador o al seccionizador de Industrias NU-Lec. En la figura 1.5, se muestra la pantalla de trabajo del WSOS.

Mediciones Históricas

El flujo de la energía es integrado en intervalos de 5, 10, 15, 30, o 60 minutos (kWH) y los valores son registrados durante por lo menos 2 meses. Esto se puede ver en el Panel de Control del Operador (ver figura 1.4), en la computadora o en el sistema SCADA compatible. Adicionalmente los datos pueden ser cargados en una computadora portátil o en un sistema SCADA compatible.

También se registran los perfiles de demanda y la demanda semanal total y pueden ser mostrados o cargados de la misma forma. Para el montaje de todo el equipamiento incluyendo las baterías, capacitores de almacenamiento, transformador de alimentación, llaves de baja tensión, Módulo de Control y Protección (CAPM) (ver Figura 1.6), Panel de Control del Operador y radio o módem, se utiliza un panel interno. Estos componentes son ubicados cuidadosamente de manera que las partes generadoras de calor estén arriba, mientras que las baterías se encuentran en la parte inferior para que se mantengan frescas. De esta forma se puede lograr que la vida útil de las baterías supere los 5 años.

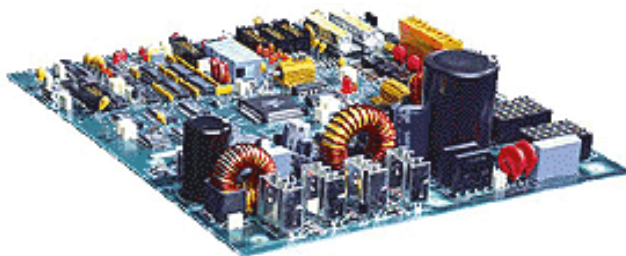


Fig. 1.6 Tarjeta CAPM4

Se dispone de tres modelos de gabinetes de comunicaciones, Tropical, Moderado y Templado, mostrado uno de ellos en la Figura 1.7. La versión Tropical está bien ventilada y es adecuada para climas en los que la temperatura ambiente puede alcanzar los 50°C y sólo ocasionalmente desciende por debajo de los 0°C, con un límite inferior de -10°C.

La versión Moderado posee una ventilación reducida y es utilizada donde las temperaturas raramente superan los 40°C y ocasionalmente descienden por debajo de los -5°C, con un límite inferior de -15°C.

El modelo Templado tiene instalado un calefactor, haciéndolo adecuado para climas en los que la temperatura raramente supera los 40°C pero puede descender hasta -30°C.

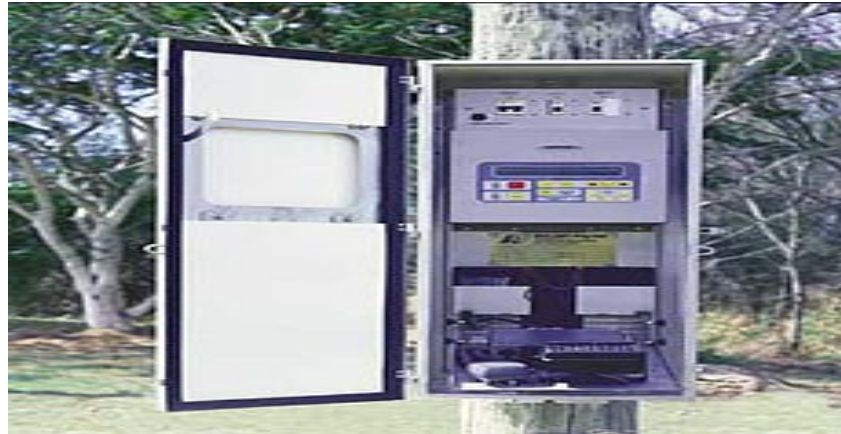


Fig. 1.7 Gabinete de Control y Comunicaciones.

Los tres gabinetes de control poseen la misma electrónica e incorporan las funciones de un relee de protección por sobrecorriente, de protección sensible por falla a tierra, de recierre y una unidad terminal remota, en la figura 1.7 se muestra una imagen exterior de uno de estos gabinetes. Adicionalmente, la electrónica mide la corriente de línea, tensión, potencia activa y reactiva, corrientes de falla, y las almacena para su transmisión o para su análisis "fuera de línea".

Una característica única del reconectador de Industrias NU-Lec es la fuente de energía microprocesada incorporada. Esta permite la operación ininterrumpida no solo del interruptor y del relee de protección, sino también de la radio o módem de comunicaciones. No se requieren otras fuentes de energía para la conexión dentro de su SCADA o Sistema de Automatización de Distribución. Dadas las sofisticadas técnicas de manejo del suministro de energía, se garantiza una operación del reconectador siempre que esta sea intentada, y cuando se pierde la alimentación auxiliar, se generan alarmas que son transmitidas por el sistema de telemetría.



CAPÍTULO 2

CARACTERIZACIÓN DEL CIRCUITO 21

Índice del capítulo

- 2.1- Particularidades del circuito objeto de estudio
- 2.2- Análisis de una vivienda con incorporación de cargas sucesivas
- 2.3- Análisis a nivel del transformador que alimenta el circuito 21
- 2.4- Análisis de la demanda eléctrica del circuito 21
- 2.5- Análisis de los datos
- 2.6- Pérdidas por desequilibrio en los ramales principales del circuito 21

Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo básico caracterizar a profundidad el circuito 21 de la OBE del municipio de Moa, el cual será objeto de estudio en este trabajo. El análisis partirá de las mediciones tomadas en el circuito por los dispositivos de protección y muestreo NU-LEC, y además servirán de apoyo los proyectos realizados

por los Ingenieros del departamento de Ingeniería en Distribución de la OBE. Para realizar un buen estudio es necesario tener un conocimiento profundo de las características del circuito objeto de estudio. Es por ello que se dedica este capítulo a describir el circuito.

2.1 Particularidades del circuito objeto de estudio

El Circuito 21 de la UEB de Moa esta situado en la subestación Vivienda Checa, ubicada en la parte trasera del Hotel Miraflores. Esta se alimenta de una línea primaria constituida por conductores de aluminio y acero reforzado AAA150, con sección transversal 150 mm^2 , con un voltaje de 13.2 kV que tiene una distancia total de 3 Km. Posee un transformador de fuerza de 4 MVA del cual se alimentan los circuitos 21 y 9.

Esta subestación atiende un total de 3176 consumidores, de ellos hay 4 consumidores estatales mayores, 11 consumidores estatales menores y 3161 consumidores privados o residenciales. Los clientes estatales en general tienen un consumo promedio por mes de 203357 kWh, y los clientes residenciales de 482916 kWh, representando un total de 686273 kWh por mes para el circuito. En la fig.2.1 se muestra el porciento de la distribución general del consumo.

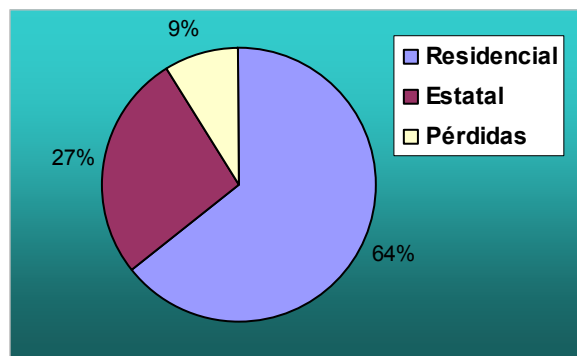


Fig. 2.1 Porcentaje que representa la demanda por sectores en el circuito 21.



En este circuito, se encuentran instalados un total de 94 transformadores con una longitud promedio de conductores secundarios de 600 m.

En el tronco del transformador se usan conductores AC150, pero el tipo de conductor predominante es el AC 78 usado para los dos vivos y neutro. También se emplean en algunos lugares conductores AC 35. Del total de transformadores hay 88 que se alimentan con 7620 volt y brindan servicio 120/240 volt, 4 que se alimentan con el mismo voltaje en el primario pero dan servicio de 240/480 volt, y 2 que se alimentan con 13200 volt y brindan servicio de 240/480 volt.

De estos 94 transformadores, 5 son de 10 kVA, ubicados 2 en el taller del ISMM, y 3 al telecentro de Moa TV. Hay 2 de 15 kVA en la U/P del Hospital, y en la estación de radio La Voz del Níquel. De los 10 de 25 kVA, uno está en Comunales, otro en el túnel temporal de Miraflores y los demás suplen a edificios multifamiliares, con servicio 120/240 volt. Existen 21 transformadores de 37.5 kVA que alimentan consumidores como el Teatro del Pueblo, Parque Infantil del Caribe y edificios multifamiliares.

Hay 42 de 50 kVA, de los cuales 5 forman parte del banco de transformadores del ISMM, 2 con servicio 240/480, para brindar energía eléctrica a la residencia y laboratorios de esta institución educacional, y otro que brinda el mismo servicio de tensión que se encuentra ubicado en la PNR. Hay 3 en la tienda Cimex de Las Coloradas formando un banco trifásico, con servicio de 120/240 volt, y los restantes son para suplir electricidad a hogares multifamiliares. De 75 kVA hay 4 transformadores que alimentan consumidores estatales, 2 forman parte del banco del Parque Infantil del Caribe con servicio 120/240 volt, 1 en la PNR con este mismo nivel de voltaje anterior mencionado en la salida, y otro de esa misma potencia que se encuentra en el banco del ISMM pero este último brinda servicio de 240/480 volt.



También hay 2 transformadores de 100 kVA, que están posicionados en la Fuente Luminosa que se alimenta de la línea primaria de 13200 volt, y brinda un servicio 240/480 volt, y el otro en el Hotel Miraflores, trifásico, con servicio de 120/240 volt.

El transformador de mayor tamaño, lo tenemos en el hospital con una potencia de 1000 kVA, y se alimenta de la línea primaria de 13200 volt y brinda servicio de 240/480 volt trifásico. Este posee doble alimentación del sistema por el circuito 21 y el circuito 2 del Reparto Caribe, por la importancia que lleva un consumidor de esta categoría. Estos son los Transformadores que conforman la totalidad de la red de distribución secundaria. En este circuito la gran mayoría de los transformadores son monofásicos y se utilizan en su mayoría para alimentar clientes residenciales.

En este circuito hay 71 transformadores monofásicos, todos estos prestando servicio 120/240 volt. Del tipo trifásicos existen 3, 1 en el Hotel Miraflores con servicio de 120/240 volt, 1 en la Fuente Luminosa, y otro en el Hospital, estos últimos con servicio de 240/480 volt y alimentados de la línea primaria de 13200 volt. En este circuito tenemos 12 transformadores conectados en Y/ DELTA y todos pertenecen a consumidores estatales, 3 brindando servicio de 240/480 volt, y el resto 120/240 volt. Para el caso de la conexión Y/ DELTA Abierta este circuito posee 4 transformadores, 1 con servicio 240/480 volt perteneciente a la PNR, 2 pertenecientes al taller del ISMM y 1 a la PNR con servicios de 120/240 volt.

El circuito tiene 3 transformadores con conexión Y / Y, situados en el telecentro de Moa TV, con servicio 120/240 volt. De forma general el circuito tiene una capacidad instalada de 5042.0 KVA para la distribución, de los cuales, 2947 KVA pertenecen a los consumidores residenciales conformados por un total de 3167 clientes.

Los consumidores estatales mayores formados por el hospital "Guillermo Fernández Hernández Baquero", la PNR, el Parque Infantil, la Tienda CIMEX, la Fuente

Luminosa, Comunales, ISMM, Teatro del Pueblo, Telecentro, Emisora y el Hotel Miraflores, tienen un consumo de 2095 kVA instalados. En el [Anexo 1](#), se puede ver el monolineal del circuito 21.

2.2 Análisis de una vivienda para incorporación de cargas sucesivas

Comportamiento del consumo de energía en un edificio de 40 apartamentos.

En la figura 2.2, se observa el gráfico de consumo de energía de una semana característica en un edificio multifamiliar de 40 apartamentos. Estas informaciones corresponden al año 2004 cuando no se habían realizado la entrega de equipos electrodomésticos eficientes. Las tareas realizadas permitieron conocer las características del consumo de energía de este tipo de edificaciones donde aproximadamente vive el 80% de la población del área urbana del municipio Moa.

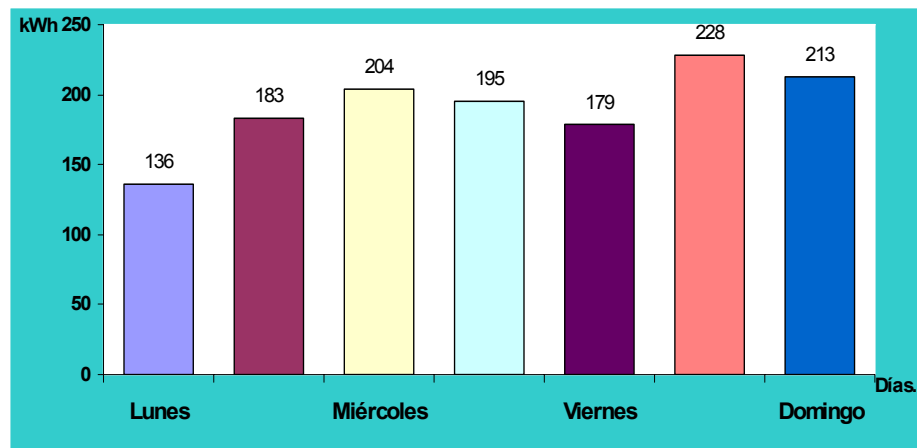


Fig.2.2 Comportamiento del consumo de energía eléctrica, edificio multifamiliar 40 apartamentos.

A partir de los datos de los diferentes días de la semana se establecieron los valores promedios por cada hora del día lo que permite mostrar el resultado del gráfico de la figura 2 del cual se puede decir que:

- Se consumía menos energía eléctrica en el horario de 1:00 AM – 5:30 PM, y el horario de mayor consumo era de 5:30 PM – 12:00 PM, comenzando a decaer el consumo a las 12:00 PM.
- El consumo de energía más alto fue a las 10.00 PM con 32 kWh, y el de menor fue a las 2:00 AM con 6.5 kWh.

A partir de la consideración de que el horario de máxima demanda se extiende de 6-11 pm y el horario normal en las restantes horas se concluye que, de un total de 390.58 kWh que se consumen como promedio en un día, en un edificio multifamiliar de 40 apartamentos el 45%(174.5 kWh) corresponde al pico y el 55%(216.08 kWh) corresponde al horario normal. En la figura 2.3, se muestra el consumo promedio horario de un edificio multifamiliar.

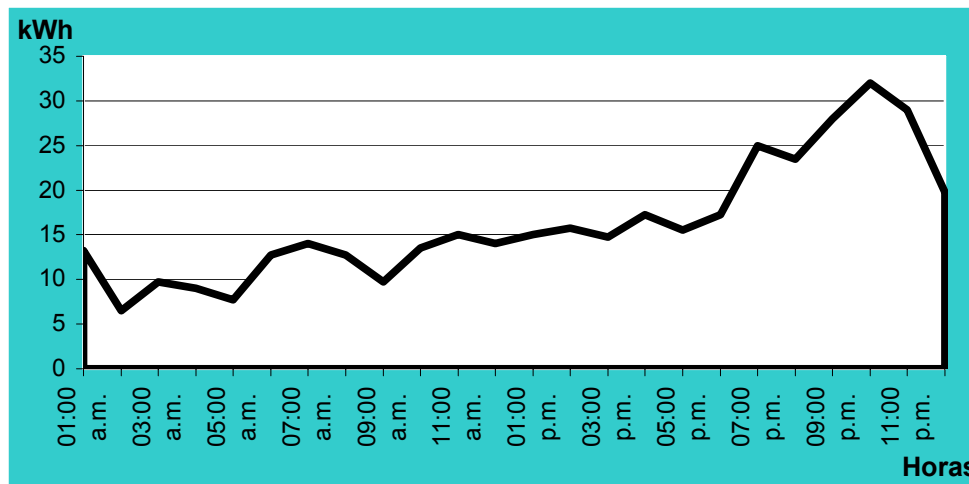


Fig. 2.3 Consumo promedio horario de un edificio multifamiliar de 40 apartamentos

Comportamiento de las variables eléctricas en una vivienda para diferentes condiciones.

Aprovechando la existencia de analizadores de redes en el departamento de eléctrica del ISMM se han realizado otros trabajos de investigación, ofreciendo como resultado:

Para el caso de una vivienda sin cambio de refrigerador y con la entrega de los equipos de cocina (olla de presión eléctrica, olla arrocera, hornilla eléctrica y calentador) el comportamiento durante un día característico de la potencia activa (W), potencia reactiva (VAr) y potencia aparente (VA) se comporta según la figura 2.4.

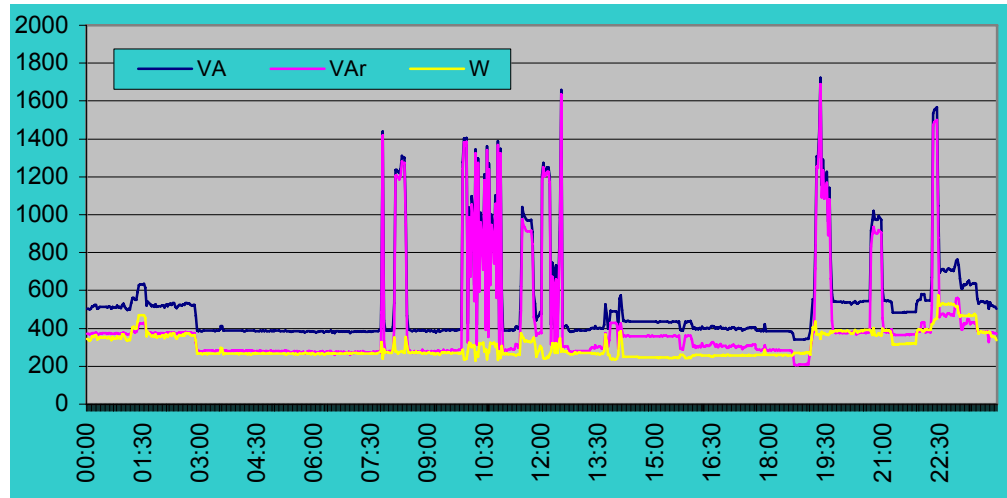


Fig. 2.4 Comportamiento de las potencias en el nodo de conexión de una vivienda

Se puede observar todo el valle en la demanda de electricidad durante las 12:00 de la noche y las 8:00 AM. La máxima demanda fue de 1,75 Kw. Después del mediodía se produce otro valle en la curva de demanda para aparecer picos de demanda entre las 16:30 horas hasta las 22 horas.

Otras de las variables que se investigó fue el comportamiento de la tensión la cual se puede observar en la figura 2.5.

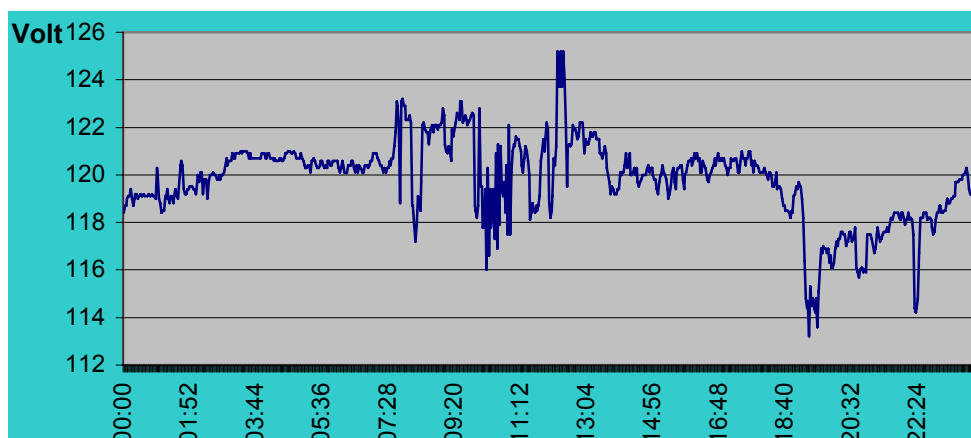


Fig. 2.5 Comportamiento de la tensión

Estas tensiones nunca son menores que su valor nominal de 110 volt y nunca alcanzan valores de desviación positivos superiores al 10 % según la norma. También se presentan los armónicos de tensión, parámetro que va acentuándose en los circuitos residenciales ocasionados por equipos que a través de su operación, distorsionan la forma de onda, véase en la figura 2.6. Esta magnitud se denomina Distorsión Total Armónica de Tensión (THDv).

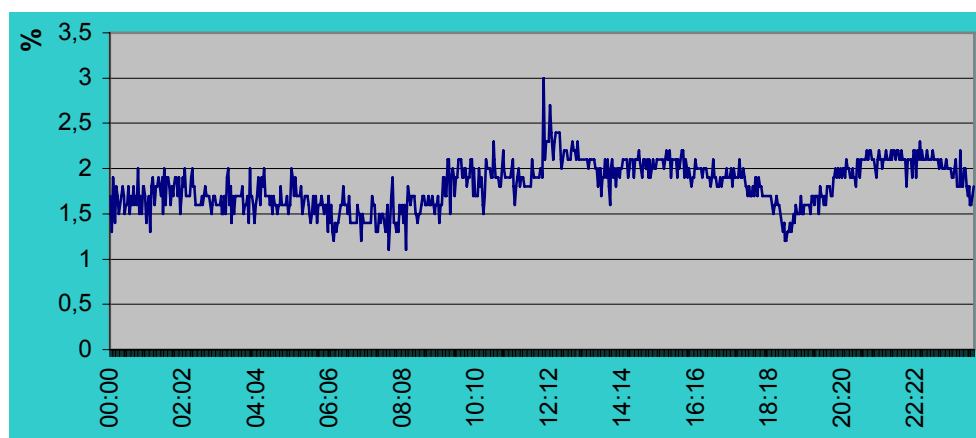


Fig. 2.6 Comportamiento del THDv durante un día característico.

Es significativo que para valores normales del comportamiento de las demás variables eléctricas en el hogar el TDHv se mantenga de forma sostenida alrededor del 2%.

Partiendo de las mediciones de las variables eléctricas individuales de cada equipo el estudiante elabora un gráfico de pareto con el pronóstico del consumo de energía mensual de cada uno. En el gráfico de la figura 2.7, se pueden observar estos resultados.

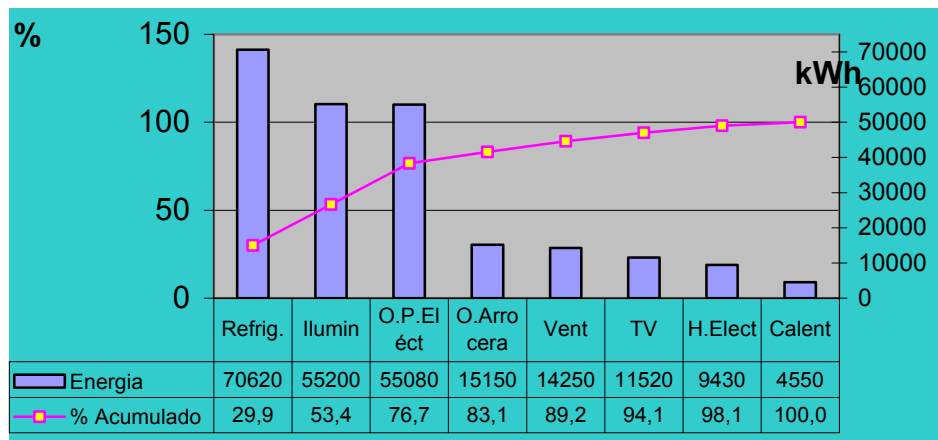


Fig. 2.7 Gráfico de pareto de los equipos consumidores de electricidad en un hogar

Como conclusión del empleo de pareto se tiene que el 80 % de la energía que se consume en la vivienda analizada es debido al refrigerador, la iluminación, la hornilla eléctrica y la olla arrocera.

A partir del encendido escalonado de los equipos del hogar siguiendo el orden de, 2 lámparas de 40W, dos lámparas de 20W, un bombillo incandescente de 100W, 2 ventiladores, el televisor, el refrigerador, la olla de presión eléctrica, la olla arrocera, hornilla eléctrica y el calentador de agua se obtienen las siguientes curvas de la figura 2.8, a la cual se le agregan las líneas de tendencia. Se puede observar como a

medida que se realiza la conexión de equipos, el consumo eléctrico comienza aumentar hasta llegar a los 4 kW con la conexión del calentador eléctrico.

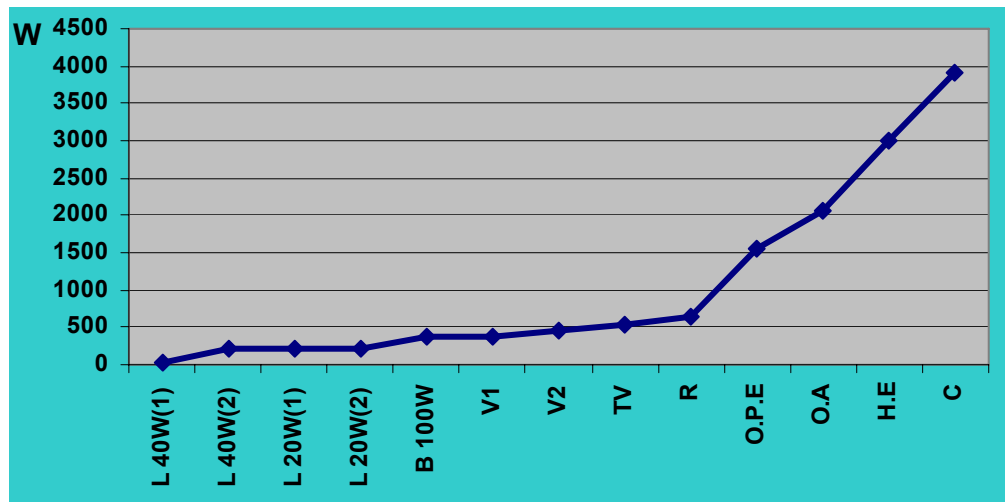


Fig. 2.8 Gráfico escalonado del comportamiento de la potencia activa.

Esta prueba escalonada se realizó después de las 12:00 PM, un horario en que tensión es estable por lo que los efectos en este parámetro fueron provocados por la carga que se iba instalando.

La figura 2.9, demuestra que si solo el efecto de los cambios de las cargas en una sola vivienda provoca este cambio en la tensión pueden existir momentos de coincidencia entre los demás hogares que obliguen a disminuir este parámetro por debajo de su valor nominal lo cual ha ocurrido en ocasiones aún después de las mejoras en las redes.

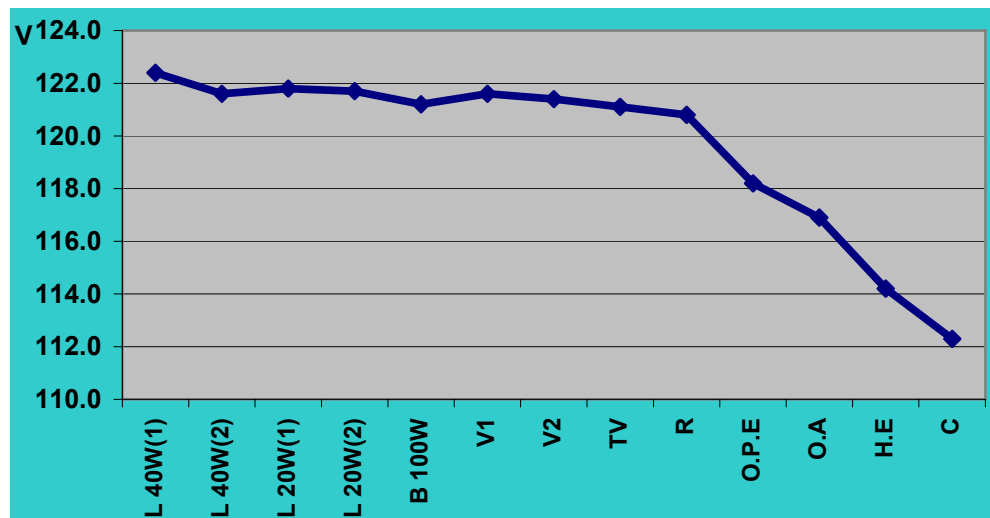


Fig. 2.9 Gráfico del comportamiento de la tensión en función del aumento de la carga instalada

En el caso del factor de potencia para esta misma prueba se observa en la figura 2.10, como después de conectar la olla de presión eléctrica, la olla arrocera, la hornilla eléctrica y el calentador de agua, cargas practicamente resistivas puras se alcanzan valores muy cercanos a $\cos\phi=1$.

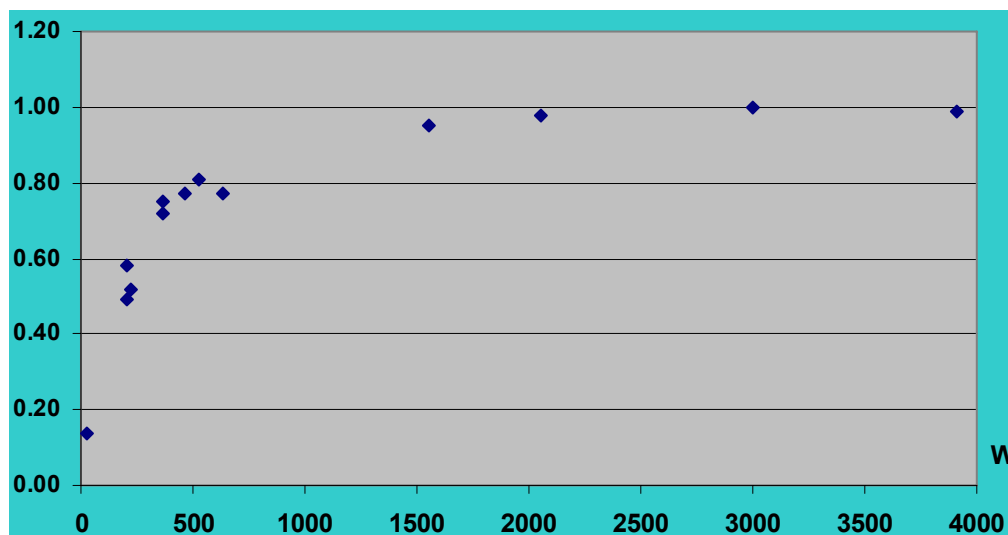


Fig. 2.10 Gráfico del factor de potencia

En la figura 2.11 se tiene el comportamiento de las variables antes citadas. Las cargas eléctricas fueron en orden consecutivo 5 luminarias de 20W y 1 de 40W, una olla de presión eléctrica, una olla arrocera, un televisor y una plancha.

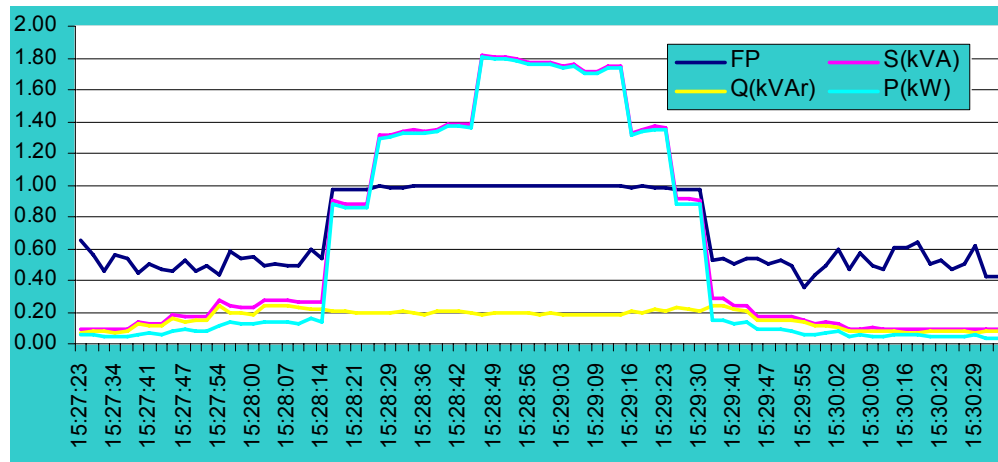


Fig. 2.11 Medición Periódica de varias variables en el sistema monofásico

A las 15:27:23 se inició la medición, pero a las 15:27:38 se prendió las luminarias de 20W y 40W, observándose el incremento de las Potencias a partir de este tiempo, luego a las 15:28:12 se encendió la olla de presión eléctrica incrementándose el Factor de Potencia, la Potencia Aparente y la Potencia Activa notándose que el valor del Factor de Potencia sube hasta 0,98 en cambio el incremento de la Potencia Aparente que es hasta 0,90 kVA es mayor que el de la Potencia Activa de 0,89 kW aunque siguen la misma trayectoria, caso contrario la Potencia Reactiva se mantiene constante en 0,20 kVAr a lo largo de la conexión y desconexión de las ollas, televisor y plancha.

En la gráfica de la figura 2.12, se puede apreciar el comportamiento de la corriente en la conexión y desconexión de las cargas antes mencionadas.

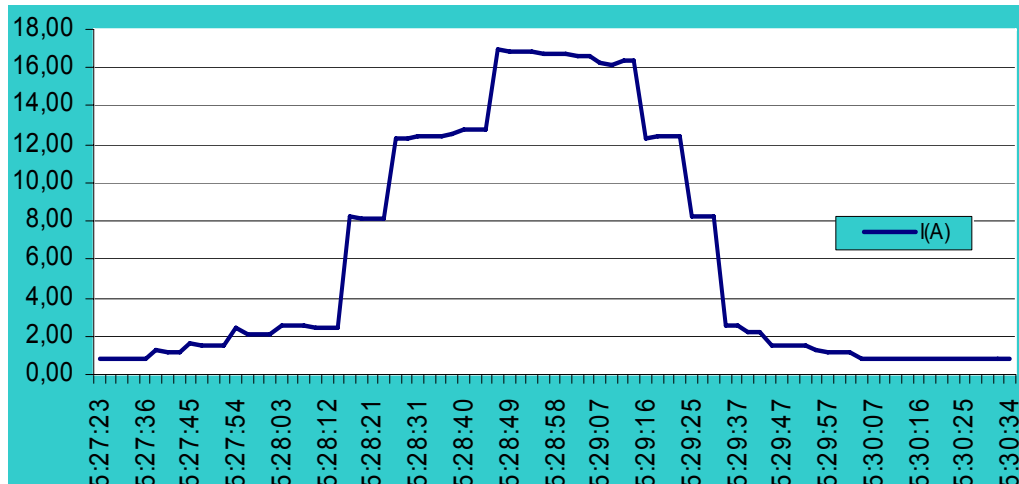


Fig. 2.12 Medición periódica de la corriente

Seguidamente a las 15:28:26 se encendió la olla arrocera aumentando el Factor de Potencia hasta 0,99, la Potencia Aparente sube hasta 1,30 kVA valor mayor que el de la Potencia Activa que es de 1,29 kW, en ese instante también se prende el televisor de la casa viéndose un pequeño incremento solo en la Potencia Aparente 1,39 kVA y la Potencia Activa 1,38 kW, pero a las 15:28:45, se encendió la plancha incrementando la Potencia Aparente hasta 1,81 kVA y la potencia Activa hasta 1,80 kW y teniendo un Factor de Potencia de 1, luego se procedió a la desconexión de las cargas de forma regresiva, capturándose todo el comportamiento de las variables seleccionadas para la medición periódica.

Así también se capturó el comportamiento de la tensión con las mismas cargas.

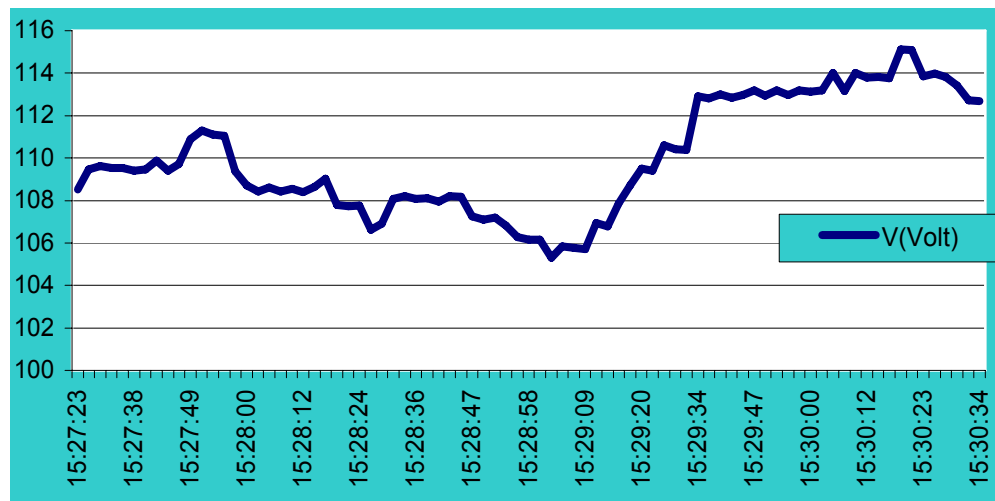


Fig. 2.13 Medición periódica de la tensión

En la figura 2.13, se puede observar que el menor valor de la tensión 105,7 V se manifiesta en el instante en que es máxima la carga. Otra gráfica de vital importancia fue el comportamiento del THD de la corriente y la tensión. Ver figura 2.14.

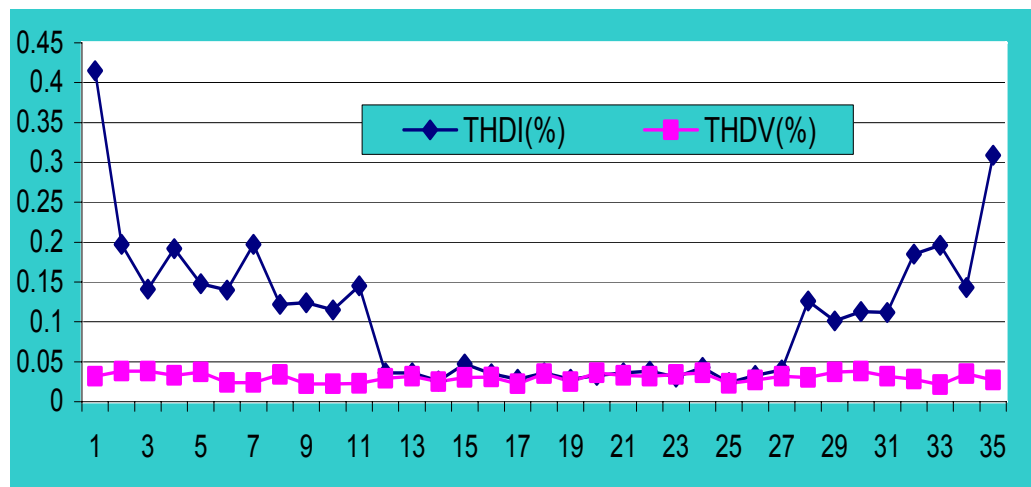


Fig. 2.14 THD de la corriente y de la tensión

El THD de corriente disminuye hasta 0,04% paulatinamente a medida que se incorporan más carga de iluminación y luego se mantiene constante con la conexión

de las demás cargas. En cuanto al THD de tensión se mantiene prácticamente constante alrededor del 0,03% durante toda la prueba.

En el caso de la Energía Activa se incrementa la pendiente de esta curva en cuanto se incorporan las cargas que producen una mayor demanda en el hogar.

En total de la prueba duró 3 minutos y la energía consumida fue de 0,028 kW. Ver figura 2.15.

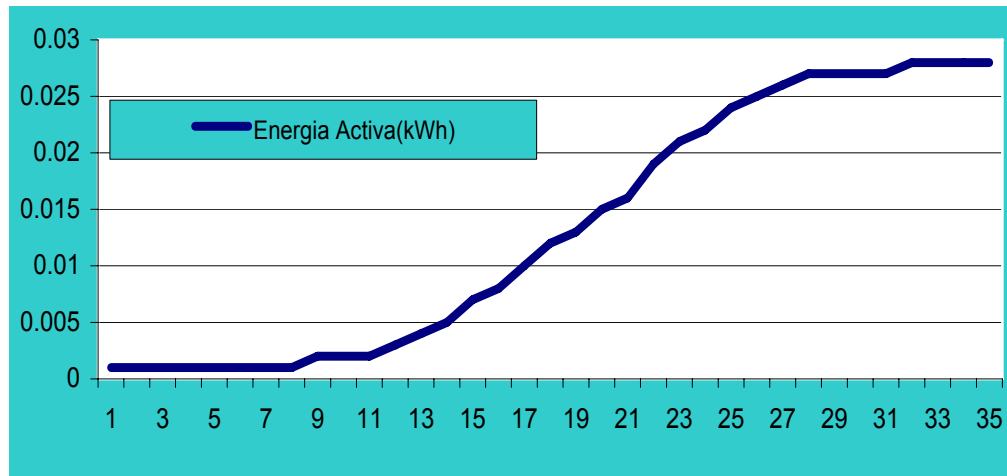


Fig. 2.15 Medición Periódica de la Energía Activa

2.3 Análisis del transformador de alimentación del circuito 21

Al realizar un análisis del transformador alimentando los circuitos 9 y 21, de forma general podemos observar en el gráfico de la figura 2.16, que el máximo valor de demanda promedio consumido por ambos circuitos es de 2984.98 kW aproximadamente a las 7:40 pm, horario que corresponde a la hora pico en nuestro país.

En esta misma hora el transformador esta entregando su valor máximo de potencia aparente promedio, alcanzando un valor de 3245.63 kVA. El valor máximo de reactivos consumidos, se efectúa alrededor de las 10:55 pm, alcanzando un valor promedio de 1316.97 kVAr.

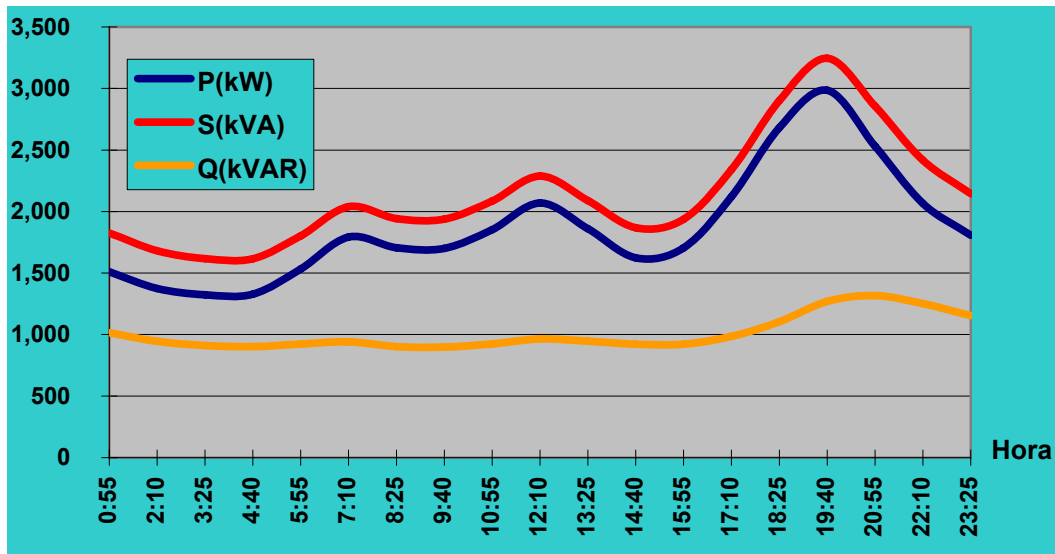


Fig. 2.16 Gráficos de las curvas promedios de P, Q, S del Transformador en 24 horas.

El valor mínimo de consumo promedio esta situado en el horario de la madrugada, alrededor de las 3:25 am con un valor de 1323.76 kW. Este valor por debajo de la media representa el bajo consumo existente a esa hora, por la escasa conexión de equipos de alto consumo.

En el análisis de la tensión del transformador, ver figura 2.17, tenemos que los 3 valores máximos de tensión están presentes a la misma hora, correspondiente a las 4:40 am, obteniéndose valores de $V_{ab}=13852.23$ V, $V_{bc}=13732.50$ V, y $V_{ca}=13791.24$ V.

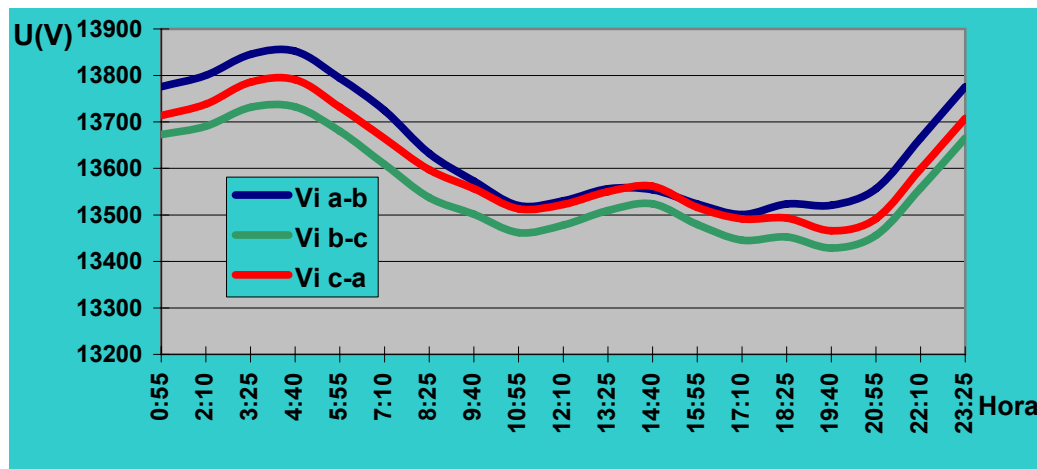


Fig. 2.17 Gráfico de las curvas de tensión promedio en el transformador en 24 horas.

Entre ellos existe una diferencia de voltaje permisible dentro de las normas de media tensión. Los mínimos valores de tensión están presentes en el horario pico, en la fase A-B el mínimo de tensión se presentó a las 6:10 pm, con un valor de 13500.88 V, en la fase B-C el valor mínimo de tensión fue de 13429.21 V a las 7:40 pm y en la fase C-A fue de 13466.13 V a la misma hora que la fase anterior. En el [Anexo 2](#) se muestra el promedio de la tensión por cada fase.

Las diferencias que hay en los valores promedios entre las tensiones de fases, están permisibles dentro de la norma de media tensión, que dice que los valores de tensión no deben de exceder el rango de +/- 5%.

En el caso de las corrientes, véase gráfico de la figura 2.18, obsérvese que de manera permanente existe cierto desbalance entre las fases. La fase C es la más cargada durante todo el día, mientras que la fase B y la fase A practicamente se solapan durante todo el día con pequeñas diferencias. El máximo valor de corriente fue registrado a las 7:40 pm para las 3 fases, tomando valores de $I_a=133.89A$, $I_b=135.21A$, y $I_c=148.81A$. Los valores promedios de corriente del día son $I_a=87.16A$, $I_b=88.53A$, y $I_c=97.20A$. Con respecto a los valores reales y promedios

se cumplen las normas para los sistemas de distribución, la cual expresa que el desbalance no debe ser superior a un 5%.

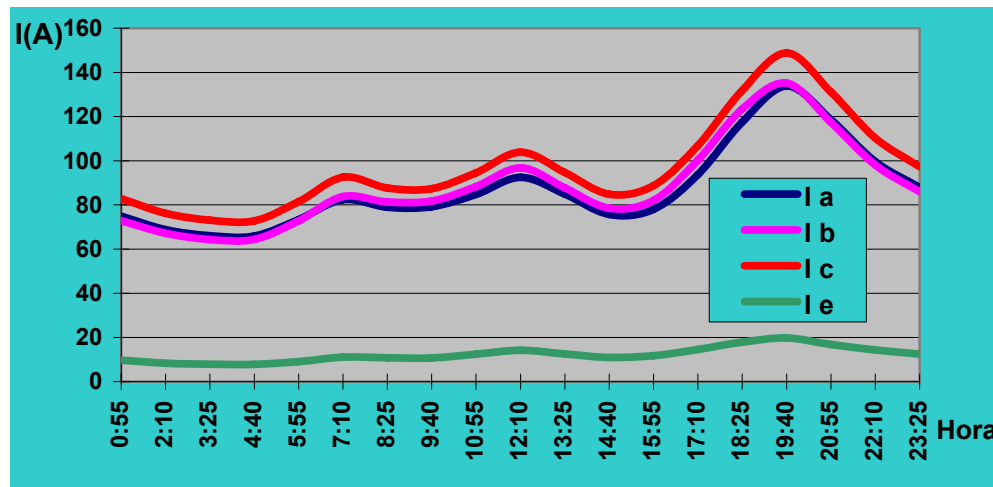


Fig. 2.18 Gráfico de las curvas de corrientes por fases del transformador en 24 horas.

En la figura 2.18, podemos apreciar que la curva de corriente esta muy relacionada con la curva de demanda en cuanto al crecimiento y decrecimiento de la misma. Es decir, estas curvas siguen un mismo patrón.

En el caso de los circuitos residenciales debido a que las cargas de mayor potencia son de carácter resistivo, implica que el factor de potencia se eleve más y tienda a ser 1. En el gráfico de la figura 2.19 se aprecian los valores promedios del factor de potencia medido en los nodos del transformador. El valor mínimo de este se alcanza en las primeras horas de la madrugada, desde las 12:55 a las 4:40 am, tomando un valor de 0.82. Esto es debido a que no hay uso practicamente de cargas resistivas a esa hora en todo en circuito.

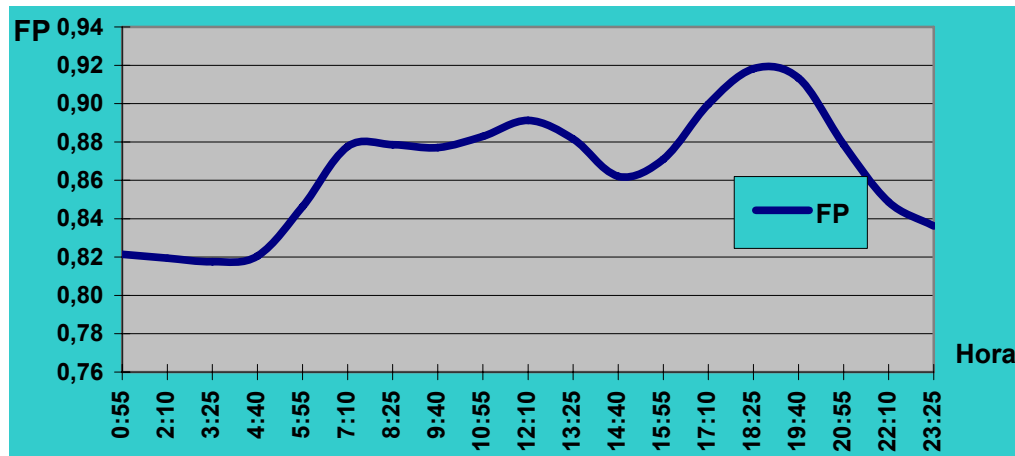


Fig. 2.19 Gráfico de la curva de factor de potencia promedio del transformador en 24 horas.

El valor máximo se alcanza en el horario pico, aproximadamente a las 6:25 pm, alcanzando un valor de 0.92, coincidente con el pico de demanda eléctrica. El valor promedio del factor de potencia del día es de 0.87. Este valor no es muy significativo, pero para ser de consumidores en su mayoría monofásicos esta aceptable.

En las curvas mostradas en la figura 2.20, podemos ver que pertenecen a la demanda promedio diaria consumida por los circuitos que se alimentan del transformador principal, situado en la subestación principal, durante el período de una semana.

Haciendo un análisis de estas curvas, se puede apreciar que el día de menor consumo eléctrico fue el sábado, con un valor de 1224.89kW alrededor de las 4:40 de la madrugada. Esto se debe a que en esa hora prácticamente no existe conexión alguna de equipos electrodomésticos de alto consumo energético. El valor más elevado de demanda eléctrica fue el lunes con un valor de 3164.22 kW aproximadamente a las 7:40 pm.

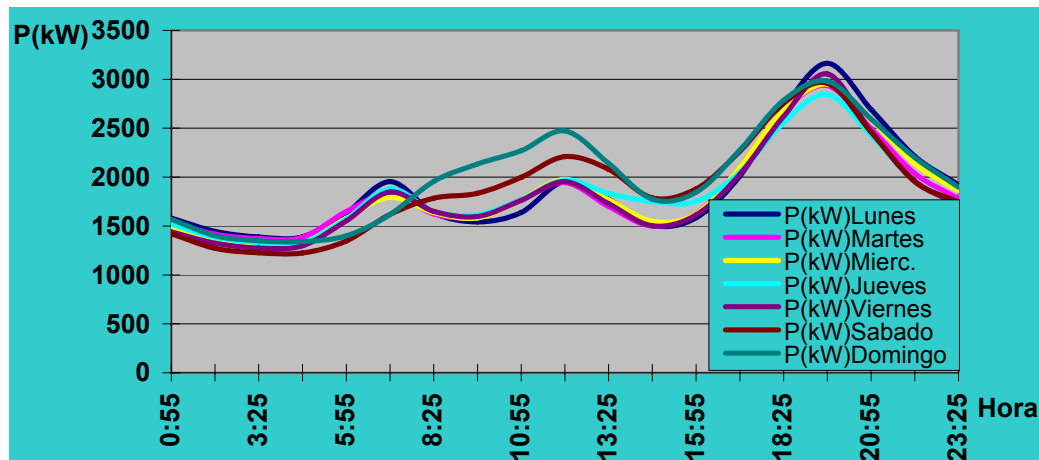


Fig. 2.20 Curvas de demanda de la semana en el nodo del transformador.

A esa hora es donde hay mayor uso de altos consumidores en el hogar, perteneciente al horario pico, por ello es el valor elevado. Haciendo un detallado análisis de las curvas de demanda en los días de lunes a viernes, se puede observar que los puntos de mayor demanda corresponde al mismo día anteriormente analizado, es decir al Lunes.

En el caso de la demanda mínima en los días de Lunes a Viernes tenemos que esta se manifiesta el viernes, disminuyendo hasta alcanzar un valor de 1275.11 kW a las 3:25 de la madrugada, hora en que no existe alto consumo energético alguno. El día de mayor consumo energético corresponde al sábado, con un valor de 1224.89 kW en el horario de las 4:40 am de la madrugada. Las causas de este bajo consumo, ya fueron mencionadas anteriormente.

El mayor valor de demanda energética el fin de semana fue el domingo, con un valor de 2981.56kW en el horario de las 7:40 pm. Se puede apreciar una diferencia en la curva de demanda de ese día, esto se debe a que los días de fin de semana son los elegidos para realizar labores hogareñas como lavar, planchar, tarea que se realiza con dos de los equipos de mayor consumo energético que hay en el hogar.



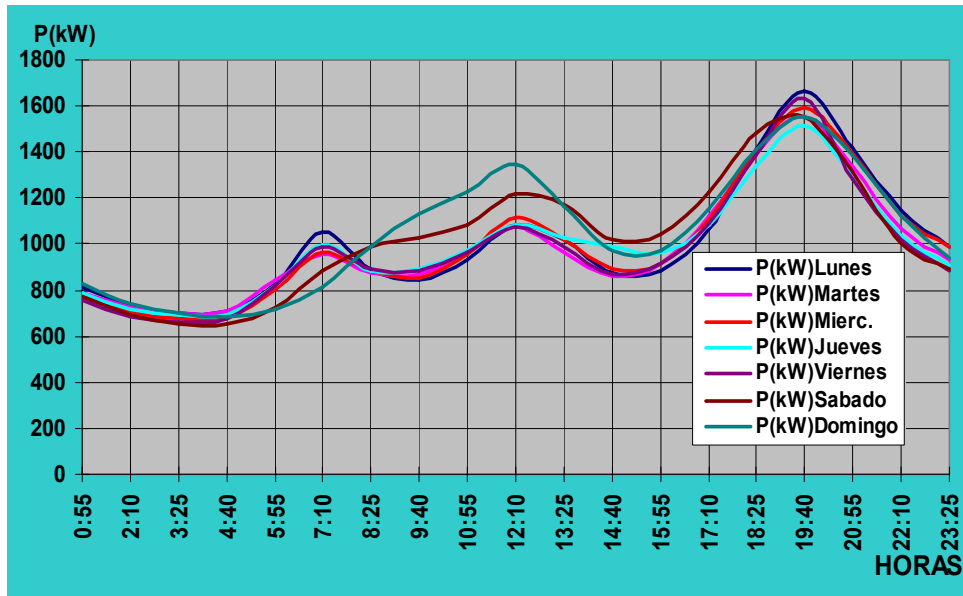
Véase en el gráfico de la Figura 2.20, como en la curva de consumo de los días correspondientes al fin de semana, casi desaparece el pico de demanda correspondiente a la mañana, y aumenta mucho más el pico correspondiente a la hora meridiana de las 12:10 h, alcanzando un valor de 2472.11kW. Esto es una razón obvia, pues en la mayoría de las casas en Cuba aprovechan el fin de semana para lavar la ropa, y esta tarea en la mayoría de los hogares se realiza entre el horario de 8-12 h. en el horario después del mediodía, se observa como las dos curvas de demanda correspondientes a los días sábado y domingo se mantienen por encima de las restantes.

Esto es debido a que en el horario de la tarde en esos días se realizan algún tipo de tareas en la casa que no están presentes en los días de lunes a viernes, como planchar por la tarde, y comer más temprano que los días laborables de la semana. En el [Anexo 3](#), se muestran los valores de los promedios de demanda diaria.

2.4 Análisis de las variables eléctricas del circuito 21

En la figura 2.21, podemos ver las curvas que pertenecen a la demanda diaria del circuito objeto de estudio durante el período de una semana. Estas fueron obtenidas con los datos del NU-Lec emplazado en la subestación del circuito 21. Haciendo un análisis de estas curvas, se puede apreciar que el día de menor consumo eléctrico fue el sábado, con un valor de 656.78 kW alrededor de las 4:40 h de la madrugada. Esto se debe a que en esa hora no existe mucha conexión de equipos electrodomésticos de alto consumo energético. El valor más elevado de demanda eléctrica fue el lunes con un valor de 1668 kW aproximadamente a las 19:40 h. A esa hora es donde hay mayor uso de equipos altos consumidores en el hogar, por ello es el valor elevado. Observando las curvas de demanda en los días de lunes a viernes,

se puede observar que los puntos de mayor demanda corresponden al mismo día anteriormente analizado, lo cual corresponde al lunes.



[REGRESAR](#)

Fig. 2.21 Curvas de demanda real de todos los días de una semana característica.

En el caso de la demanda mínima en los días de Lunes a Viernes tenemos que esta se manifiesta el viernes, disminuyendo hasta alcanzar un valor de 660.67 kW, a las 3:25 de la madrugada, hora en que no existe alto consumo alguno. Para el caso de la demanda para los días de fin de semana el mínimo valor de consumo energético corresponde al sábado, con un valor de 656.33 kW en el horario de las 3:25 de la madrugada. Las causas de este bajo consumo, ya fueron mencionadas anteriormente. El mayor valor de demanda energética el fin de semana fue también el domingo, con un valor de 1553.11 kW en el horario de las 19:40 h, esto se debe a que el domingo es el día de la semana en que mayormente se lava, se pancha, y esta tarea se realiza con dos de los equipos de mayor consumo energético que hay en el hogar.

Se puede apreciar una diferencia en la curva de demanda del domingo. Este día se comienzan a usar los equipos de mayor consumo energético mas temprano que en



los días normales de la semana. Véase en el gráfico de la Figura 2.21 como en la curva de consumo de los días correspondientes al fin de semana, casi desaparece el pico de demanda correspondiente a la mañana, y aumenta mucho más el pico correspondiente a la hora meridiana de las 12:10 h, alcanzando un valor de 1348 kW.

Esto es una razón obvia, pues en la mayoría de las casas en Cuba aprovechan el fin de semana para lavar la ropa, y esta tarea en la mayoría de los hogares se realiza entre el horario de 8:00-12:00 h. en el horario después del mediodía, se observa como las dos curvas de demanda correspondientes a los días sábado y domingo se mantienen por encima de las restantes. Esto es debido a que en el horario de la tarde en esos días se realizan algún tipo de tareas en la casa que no están presentes en los días de lunes a viernes, como planchar por la tarde, y comer más temprano en estos días de fin de semana. Los datos del consumo de cada uno de los días de la semana, están expuestos en el [Anexo 4](#).

En el análisis del comportamiento de la tensión, tenemos que los 3 valores máximos de tensión están presentes en un mismo horario, (ver figura 2.22), correspondiente alrededor de las 4:40 am, obteniéndose valores de $V_a=7901.53$ V, $V_b=7999.91$ V, y $V_c= 7937.05$ V.

Los mínimos valores de tensión están presentes en el horario pico, desde las 7:40pm hasta 8:55pm, en la fase A el mínimo de tensión se presentó con un valor de 7746.79 V, en la fase B el valor mínimo de tensión fue de 7666.42 V, y en la fase C fue de 7780.59 V.

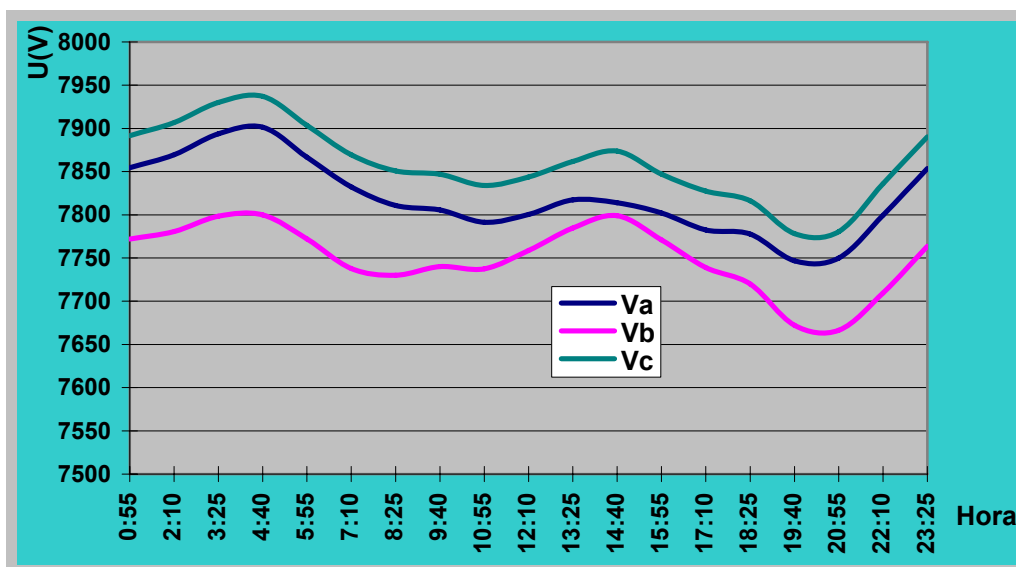


Fig. 2.22 Gráfico de tensión de línea promedio del circuito 21.

Entre ellos existe una diferencia de voltaje permisible dentro de las normas de media tensión, que no superan el 5% de diferencia entre fases. Los datos para la realización de este gráfico, se muestran en el [Anexo 5](#).

En el caso de las corrientes en el circuito 21, (véase gráfico de la figura 2.23), de manera permanente existe cierto desbalance entre las fases. La fase C es la más cargada durante todo el día, y la fase B y la fase A prácticamente se solapan durante todo el día con muy pequeñas diferencias. El máximo valor de corriente fue registrado a las 7:40 pm para las 3 fases, tomando valores de $I_a=72.79A$, $I_b=71.10A$, y $I_c=78.86A$. Con respecto a los valores reales y promedios se cumplen las normas para los sistemas de distribución, la cual expresa que el desbalance no debe ser superior a un 5%.

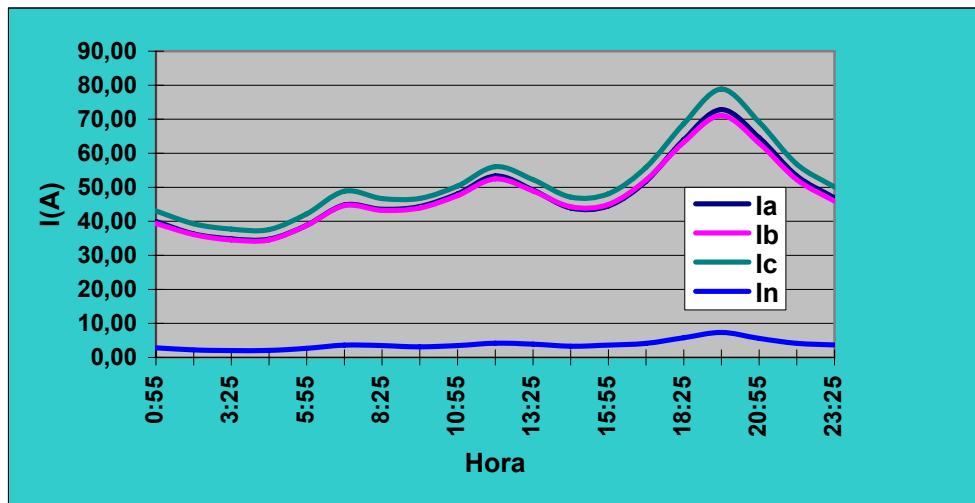


Fig. 2.23 Grafico de corriente promedio del circuito 21.

En la figura 2.23, podemos apreciar que la curva de corriente esta muy relacionada con la curva de demanda en cuanto al crecimiento y decrecimiento de la misma. Los datos de corriente promedio, están en el [Anexo 5](#).

En el caso de los circuitos residenciales debido a que las cargas de mayor potencia son de carácter resistivo, implica que el factor de potencia se eleve y tienda a ser 1. En el gráfico 2.24 se ven los valores promedios del factor de potencia del circuito 21. El valor mínimo de este se alcanza en las primeras horas de la madrugada, desde las 12:55 a las 4:40 am, tomando un valores entre 0.80 y 0.81. Esto es debido a que no hay uso prácticamente de cargas resistivas a esa hora en todo en circuito.

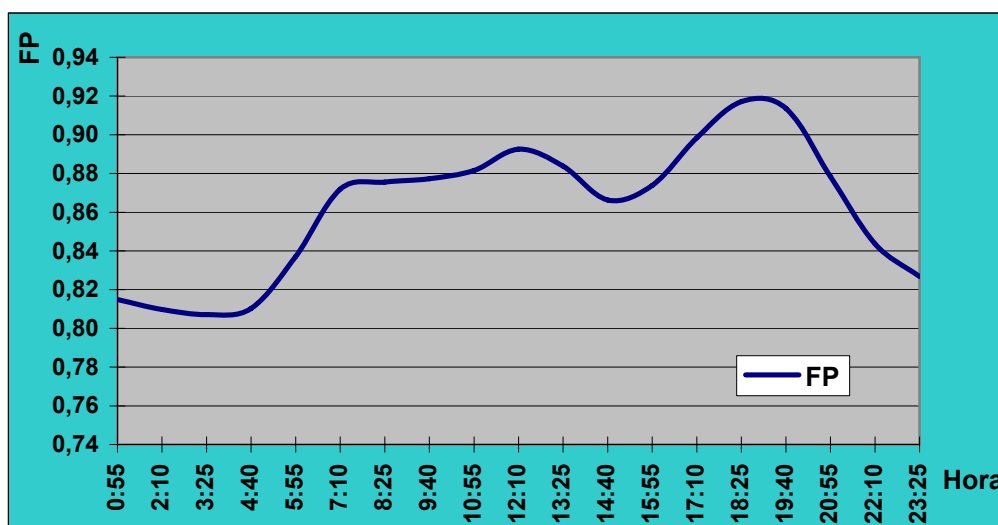
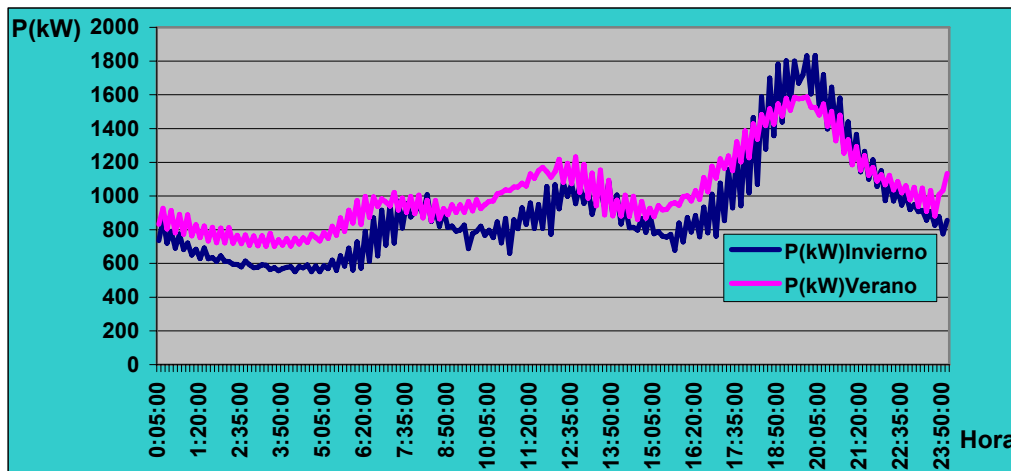


Fig. 2.24 Grafico del factor de potencia promedio del circuito 21.

El valor máximo se alcanza en el horario pico, aproximadamente a las 7:40 pm, alcanzando un valor de 0.92, coincidente con el pico de demanda eléctrica. El valor promedio del factor de potencia del día es de 0.87. Este valor no es muy significativo, pero para ser de consumidores en su mayoría monofásicos esta bastante aceptable. Véase los datos de factor de potencia promedio en el [Anexo 5](#).

2.5 Análisis del comportamiento promedio de las variables

A partir de la incorporación de nuevas cargas en los circuitos residenciales, se han producido cambios en las características de la curva de demanda. Después de realizar un análisis de los datos que caracterizan el comportamiento de la potencia activa (kW) en el circuito 21, se aprecia un valle en el horario de la madrugada, y tres picos: mínimo, medio y máximo, que se pronuncian entre las 7:00-8:00 h, 11:00-13:00 h y 19:20-20:00 h respectivamente. En el gráfico 2.25 se puede apreciar mejor este comportamiento.



[REGRESAR](#)

Fig. 2.25 Gráfico de las curvas de demanda de invierno y verano.

Como se conoce, en Cuba existen dos horarios normados, el de invierno y el de verano. El horario de invierno se extiende en los meses de Noviembre hasta Febrero, y el horario de verano tendrá los restantes meses. El horario de verano se implementa para un mejor aprovechamiento de la luz solar, y esto hace la diferencia que se aprecia entre las curvas de demanda de verano e invierno. En el horario de verano, la curva de demanda es prácticamente mayor que la curva de invierno desde las 0:00-17:00 h. A partir de esta hora se aprecia que la demanda es inferior que en el caso de la curva de demanda de invierno para todo el resto de las horas del día.

Haciendo un análisis de la curva de demanda de invierno en el circuito 21 a partir del valor promedio entre todos los días correspondientes a estas condiciones, el mínimo valor que se manifiesta es de 550.67 kW, mientras que el valor máximo es de 1833.00 kW. Para el caso de la curva de demanda de verano, el valor mínimo es superior al de invierno, alcanzando un valor de 702.83 kW. Para estas condiciones se aprecia que el valor máximo de demanda es inferior al horario de invierno y se comporta alrededor de los 1587.50 kW.



Estos valores máximos de demanda expresan que solo este circuito consume para estas condiciones entre el 40 y 46% de la potencia disponible en el transformador de fuerza que alimenta este sistema, el cual tiene una potencia aparente de 4 MVA. De los tres picos que se manifiestan en la curva de demanda, el primero es aproximadamente de 1000 kW tanto para verano como para invierno. El segundo pico es de 1080 kW a las 12:00 h en invierno aproximadamente y alcanza un valor para verano de 1232.00 kW a las 12:40 h aproximadamente. En el caso del tercer pico el valor máximo alcanzado en verano es de 1575.00 kW a las 19:25 h y en los meses de invierno se obtuvo un valor de 1833.00 kW a las 19:55 h aproximadamente. En el [Anexo 6](#), están los datos promedios de demanda de verano e invierno.

En este circuito se aprecia que de manera permanente existe cierto desbalance de corriente entre las fases. La fase C es la más cargada durante todo el día, y la fase B tiene menos carga con respecto a la fase A pero con una pequeña diferencia y en varios horarios practicamente se solapan. Los valores promedios del día son $I_a=48.0A$, $I_b=47.06A$, y $I_c=51.53A$. Con respecto a estos valores promedios se cumplen las normas para los sistemas de distribución, la cual expresa que el desbalance no debe ser superior a un 5%. Como se conoce, en los sistemas eléctricos donde predominan cargas monofásicas, circulan corrientes a través del neutro. La vigilancia de este parámetro es importante y además da una medida del nivel de balance que tiene el sistema. A continuación en el gráfico 2.26, aparece reflejado el comportamiento de estas corrientes.

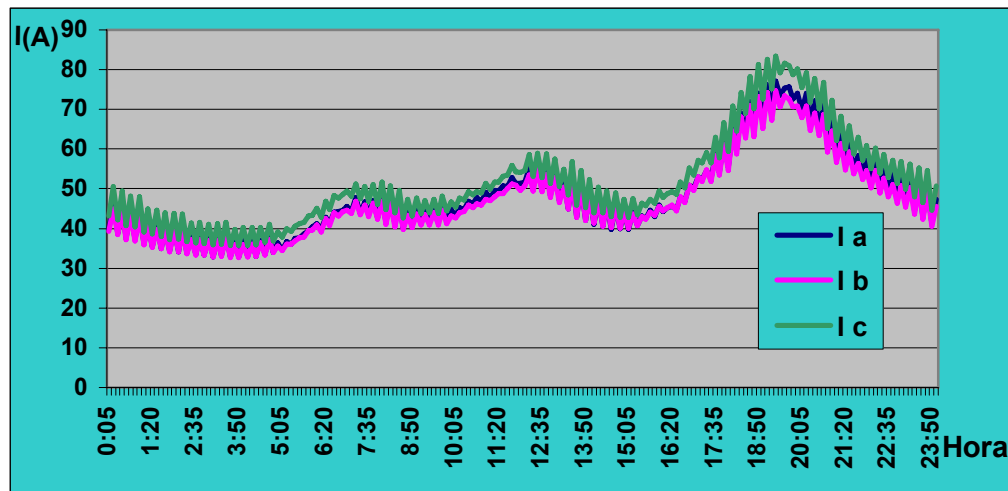


Fig. 2.26 Gráfico de las curvas de corrientes promedio de todo el año por fases

En este gráfico podemos apreciar que la curva de corriente está muy relacionada con la curva de demanda en cuanto al ascenso y descenso de la misma.

El factor de potencia de un sistema eléctrico indica el grado de aprovechamiento de la energía. En el caso de los circuitos residenciales debido a que las cargas de mayor potencia son de carácter resistivo, implica que el factor de potencia se eleve y tienda más a 1. En el gráfico 2.27, se aprecian los valores promedio del factor de potencia del circuito de análisis. El valor mínimo de este se alcanza en el horario de la madrugada, aproximadamente a las 3:35 H tomando un valor de 0.8. Esto es debido a que no hay uso prácticamente de cargas resistivas a esa hora. El valor máximo se alcanza en el horario de la tarde-noche aproximadamente a las 18:50 H, alcanzando un valor de 0.92, coincidente con el pico de demanda eléctrica.

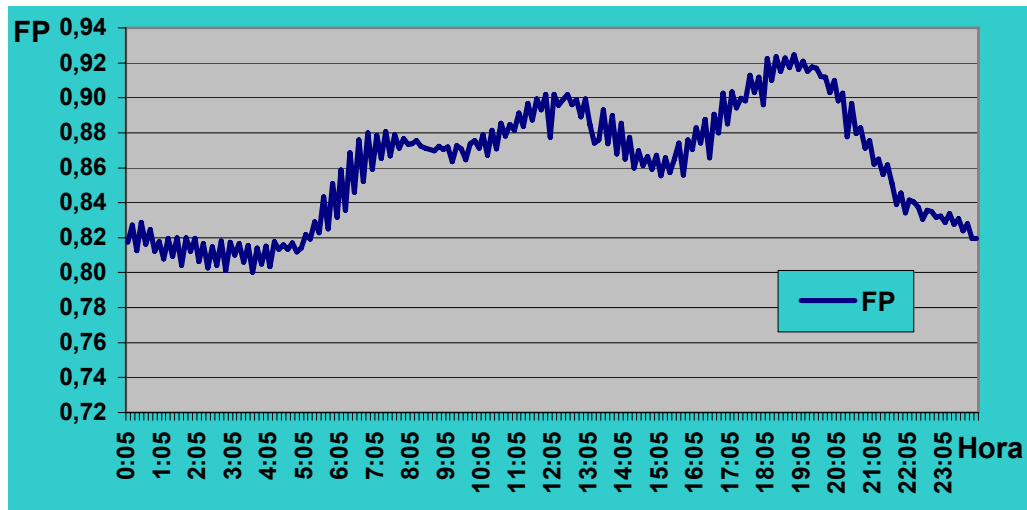


Fig. 2.27 Gráfico de la curva de factor de potencia promedio del año.

En el caso de la tensión, a pesar de que la fase C es la más cargada, la tensión es mayor que en las restantes fases. El pico más elevado registrado es de 8002.60 volt en el horario de la madrugada, aproximadamente a las 4:50 h. La tensión en la fase B es inferior a la de la fase A, y es la menor de todas alcanzando caídas de hasta 7655.79 volt en el horario de las 21:55 h aproximadamente.

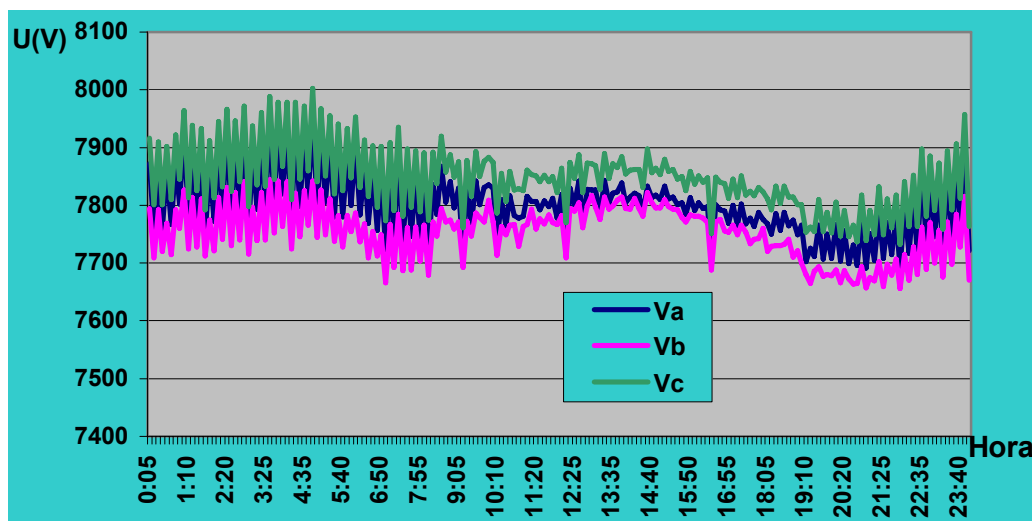


Fig. 2.28 Gráfico de las curvas de tensiones de fase promedios.



Esto se puede apreciar fácilmente en el gráfico de la figura 2.28. No obstante, las variaciones de tensión no superan el 2% en ninguna de las tres fases, lo cual indica que se cumple la norma establecida para este nivel de tensión.

2.6 Pérdidas en los ramales principales del circuito 21

La extracción de potencia de la red eléctrica por medio de un receptor monofásico puede multiplicar por seis la potencia perdida, respecto a las menores pérdidas posibles. La influencia de estos receptores en la eficiencia del sistema eléctrico es un tema de permanente atención. Se busca por averiguar las influencias negativas provocadas por los armónicos que los receptores no lineales hacen aparecer en la tensión de la red. Sin embargo, siguen existiendo influencias negativas de las cargas lineales cuya disminución no solo no se acomete, sino que, en algunos casos, las soluciones adoptadas no consiguen el objetivo perseguido.

El bajo factor de potencia de los receptores como causa del incremento de pérdidas de energía en la distribución es la única de las influencias perjudiciales que ha merecido un intento generalizado de control por las empresas de distribución de energía eléctrica. Otra característica de los receptores que provoca pérdidas de energía en el sistema eléctrico de distribución trifásica es el desequilibrio de las cargas. No existen acciones encaminadas a persuadir al consumidor para que procure el equilibrio de su carga. Quizás sea porque el perjudicado principal es ahora el propio abonado. Las menores pérdidas se producen en consumidores trifásicos equilibrados.



2.6.1 Cálculo de las pérdidas por desequilibrio.

Para realizar el análisis de las pérdidas en los conductores que alimentan al circuito 21, nos vamos a centrar solo en una parte de este. De otra manera se puede hacer el cálculo de las pérdidas pero es extremadamente difícil sin la ayuda de un monolineal hecho en un software como el IPA o el Radial. Para el cálculo de las pérdidas en los conductores de una línea, primeramente se debe seleccionar un punto de referencia que en este caso sería el transformador de la subestación, y otro punto que será el que marcará la distancia en la cual se va a calcular el valor de las pérdidas, en este caso los primeros transformadores por cada fase. Una de las expresiones más usada en estos casos es:

$$P_{3\phi} = (I_a R_a) + (I_b R_b) + (I_c R_c);$$

Donde:

P: pérdidas en el conductor.

Ia, Ib, Ic: corriente por fases.

Ra, Rb, Rc: resistencias de los conductores por fases (en una longitud dada).

Para esto, necesitamos primeramente determinar la distancia a que están los primeros transformadores por cada fase, y en que tiempo se van a calcular las pérdidas, el cual será en un año. El transformador más cercano de la fase A está situado en el edificio 8 de Las Coloradas a una distancia de 315.98 m. El de la fase B está en el Edificio 6B, a 209.05 m. En la fase C está en el Edificio 25 de Las Coloradas, a una distancia de 422.66 m.

Además debemos obtener el promedio de la corriente circulada por estos conductores en un año completo, y la resistencia en (ohm/kM) de los conductores, la cual es de 0.204 por ser estos AAA150 de aluminio descubierto con centro de acero.



Con estos valores, más la longitud a la que están cada uno de los primeros transformadores en cada fase, podemos calcular las pérdidas promedios en este período.

Con los datos descargados del NU-Lec ubicado del circuito 21, tenemos los valores de corrientes totales por fases. En el [Anexo 7](#), se muestran los valores necesarios para realizar el cálculo.

Conociendo los datos de corriente y resistencia de la línea, se pueden calcular las pérdidas promedio. Utilizando la expresión antes mencionada:

$$\begin{aligned}P_{erd.} &= (I_a^2 * R_a) + (I_b^2 * R_b) + (I_c^2 * R_c) \\&= (47.45^2 A * 0.064464 \Omega) + (46.67^2 A * 0.042636 \Omega) + (51.00^2 A * 0.086088 \Omega) \\&= 461.92 W\end{aligned}$$

Estas pérdidas están reflejadas en 1 hora. Para ver cuanta energía se pierde en 1 año:

$$\begin{aligned}P_{erd.} &= 461.92 W * 24 h * 365 \text{ días} \\P_{erd.} &= 4.04 MWh / \text{año}\end{aligned}$$

Un poco más de 4MWh/año se pierden por causa de desequilibrio u otras pérdidas.



CAPÍTULO 3

MODELACIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA ACTIVA DEL CIRCUITO 21.

Índice del capítulo

- 3.1- Factores que afectan la curva de demanda
- 3.2- Preparación de la información. Filtrado, codificación y cambio de escala
- 3.3- Obtención de un modelo mediante estimación paramétrica
- 3.4- Obtención de un modelo utilizando una red neuronal. Soporte informático
- 3.5- Modelo neuronal para la estimación de la demanda
- 3.6- Validación del modelo neuronal

Introducción

Conocer los factores que determinan la demanda de electricidad, así como su predicción reviste gran importancia, porque la primera, quizás la más importante, está relacionada con el capital, que es necesario movilizar y los plazos de tiempo



requeridos para la planificación, construcción y puesta en marcha de nuevas capacidades de generación eléctrica.

Una mala predicción de la demanda de electricidad puede implicar un déficit en la generación, problemas de suministro e importantes pérdidas económicas asociadas a estas. El objetivo de esta investigación es estimar la demanda de electricidad en el sector residencial cubano a partir del estudio de diferentes modelos matemáticos aplicados internacionalmente. En Cuba se tiene experiencia en la utilización de paquetes de programas para el pronóstico integral de la oferta y demanda eléctrica, los cuales utilizan datos desagregados con enfoque ingenieril, que más que reflejar relaciones de carácter económico, representan relaciones tecnológicas muy particulares. Por su parte, la aplicación de modelos agregados con fines estimativos o de proyección de la demanda de energía, en general y de la de electricidad en particular, no han gozado de la misma popularidad que los modelos antes mencionados.

3.1 Factores que afectan la curva de demanda

Quizás la parte más difícil en la construcción de un buen modelo, es la relacionada con selección y recogida de la información que alimentará al mismo en la fase de entrenamiento. De este modo para modelizar la curva de carga se usará un mismo conjunto de variables causa, dado que el patrón que determina la demanda eléctrica es muy similar.

Comentaremos detalladamente las variables que hemos seleccionado como posibles factores explicativos de la curva de carga:

Calendario

Existen diferentes efectos relacionados con el calendario que inciden sobre la curva de demanda eléctrica:

Hora del Día: Todas las variables afectan a la curva de carga, como es también la hora, resulta evidente que la demanda eléctrica realizada a las 3 de la madrugada no será igual a la realizada a las 6 de la tarde.

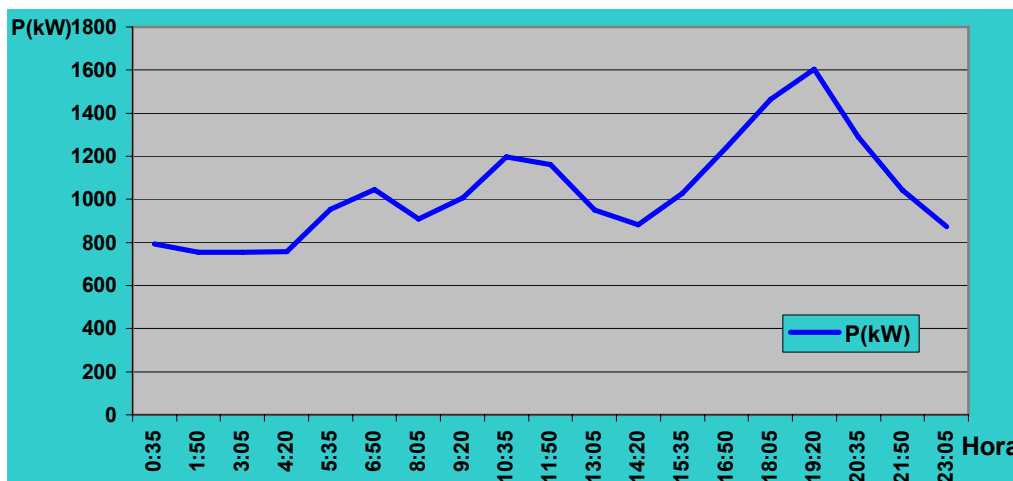


Fig. 3.1 Gráfico de carga de un día aleatorio.

En el gráfico de la figura 3.1 se puede apreciar como el grueso de la demanda eléctrica se acumula en el período comprendido entre las 5 de la tarde y las 9 de la noche, algo lógico si tenemos en cuenta que dicho período que se corresponde con la conexión de los equipos de mayor consumo en el hogar. Para que nuestro modelo sea capaz de reflejar este efecto debemos incluir una variable que represente la hora del día en la que se lleva a cabo la demanda.

Para ello utilizaremos una variable numérica cuyo rango oscilará entre 0 y 23. [0:05, 1, 2...22,23:55].



Día de la semana: Repitiendo el mismo planteamiento podemos intuir que la demanda de electricidad realizada a la misma hora de días diferentes será también diferente. Así la demanda llevada a cabo un miércoles a las once de la mañana probablemente no coincida con la realizada un domingo a esa misma hora. En el [gráfico 2.21](#) se puede apreciar como todos los días laborables poseen un perfil de demanda muy similar, con excepción del jueves que en el horario de las 12 h aproximadamente hasta las 14 h el consumo de energía es un poco superior con respecto a los demás días.

Con respecto a los fines de semana se observa como no se repite el mismo patrón horario de consumo detectado en los días laborables, en general el consumo medio es muy superior. Para que el modelo sea capaz de identificar el perfil de carga asociado a cada día de la semana debemos de incluir una variable que recoja este efecto. Esta variable será categórica y estará codificada de la siguiente manera: Lunes=0, Martes=1...Domingo=6

Estación del año: En esta variable se recogen los datos por separados de invierno y verano. Es real que no existe el mismo consumo de energía eléctrica en cada una de estas estaciones. En el análisis de la demanda para verano e invierno en el circuito 21, mostrada en el gráfico de la [figura 2.25](#), se llegó a la conclusión de que el mayor consumo energético está en el verano, excepto para el horario pico que la demanda de invierno supera a la de verano. Esta variable será del tipo numérica binaria: invierno=1; verano=0.

Mes del año: En función del mes en el que nos encontremos la demanda diaria media de energía varía significativamente. Esto se debe principalmente al efecto de las estaciones. Pensemos que en los meses de invierno, al margen de los efectos climáticos ya considerados (básicamente temperatura), se dispone de un menor número de horas solares, la gente tiende a pasar más tiempo en casa,

etc. En lo referente al verano el consumo de energía también puede experimentar un considerable aumento como resultado del uso de sistemas de aire acondicionado.

Atendiendo al gráfico 3.2 podemos comprobar como efectivamente la curva de carga anual alcanza sus valores máximos en los meses de verano e invierno. Por tanto debemos de incluir en nuestro modelo una variable que recoja esta componente estacional de la demanda eléctrica. Para ello utilizaremos una variable categórica cuyos valores representarán los distintos meses del año. Esta variable será codificada, asignándole valores que están desde Enero = 0, hasta Diciembre = 11.

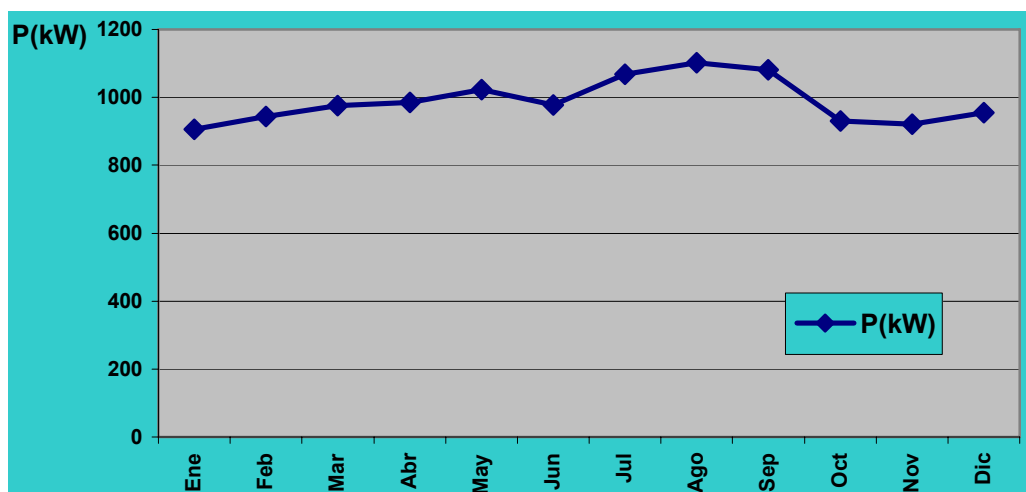


Fig. 3.2 Gráfico de la curva de demanda según los meses de año.

Otros factores que afectan la curva de demanda.

Dada la extensa penetración de la electricidad en la actividad económica del país, existen multitud de variables económicas que influyen en su demanda. La mayoría de ellas cavarían entre sí, en mayor o menor medida.



Introducir varias por separado en un modelo explicativo daría lugar a problemas de multicolinealidad que harían imposible lograr unos resultados aceptables. Dada esta situación, una posible estrategia a seguir consistiría en sintetizar la información disponible mediante la aplicación del método de componentes principales a un conjunto de indicadores económicos.

Algunos autores consultados argumentan que esta estrategia conduce a componentes difíciles de explicar y que no aportan mejoras significativas al modelo. Como alternativa proponen la introducción al modelo neuronal de las variables: velocidad del viento y temperatura ambiental. Si bien todas estas variables pueden incidir significativamente en la demanda eléctrica, hemos optado por no incluirlas en nuestro modelo. Ellas efectivamente afectan a la demanda, pero sus efectos son apreciables en el medio y en largo plazo, siendo irrelevantes en el muy corto plazo, horizonte sobre el que se construye nuestro modelo.

3.2 Preparación de la información. Filtrado, codificación y cambio de escala

Teniendo en cuenta alimentaremos el modelo con la información aportada por las siguientes variables:

Tabla 3.1 Representación de las variables y su tipo.

CATEGORIA	VARIABLE	UNID.	TIPO DE VARIABLES
Calendario	Hora	min.	Númerica. Representada por su valor actual Rango=(0-23)
	Día		Categórica. Codificada: Lunes=0; Martes=1;...; Domingo=6
	Mes		Categórica. Codificada: Enero=0; Febrero=1;...; Diciembre=11
	Estación		Númerica binaria. Invierno=1; Verano=0
Objetivo	Demanda	M/W	Númerica. Representada por su valor actual



Dado el nivel de clasificación requerido, la obtención de las series de datos referidas a la carga eléctrica ha sido una tarea especialmente laboriosa. Esta se obtuvo a través de las lecturas del NU-Lec instalado en la subestación objeto de estudio. En la tabla 3.1, se hace una representación de las variables y su tipo.

Descripción de los datos

Todos los datos están abarcando el período comprendido entre las 0:55:00 h del domingo 7 de octubre de 2007 y las 23:55:00 h del domingo 30 de septiembre de 2008, con intervalos de medición de 1:15 h. Esto hace que dispongamos de un total de 6893 observaciones, de las cuales 1608 se emplearán en el entrenamiento de la red, quedando reservadas otras 135 observaciones para una primera validación, y otras 135 para una segunda validación del modelo.

Las observaciones para el entrenamiento son semanas de cada mes seleccionadas al azar, y las observaciones pertenecientes a la validación son también semanas de cada mes seleccionadas arbitrariamente. Véase en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Representación de la distribución de las muestras.

	<u>Distribución de la muestra</u>
Total de observaciones	6893
Datos para el entrenamiento	1608
Datos reservados para la validación	135 x 2

Uno de los aspectos más relevantes en el éxito de cualquier modelo neuronal es el conjunto de datos empleados en su entrenamiento. Incluso el más simple de los modelos puede ofrecer buenos resultados si es alimentado con datos que, tras ser preprocesados adecuadamente, revelan de forma clara y precisa la información relevante.



Asimismo, el mejor de los modelos fracasará si es entrenado con datos de baja calidad. Es por tanto necesario llevar a cabo un preprocesado de la información muestral para de este modo aumentar la capacidad de aprendizaje de la red.

El preprocesado constará de las siguientes operaciones:

Filtrado: Se trataría de repasar las series de datos buscando posibles outliers. Hemos encontrado datos atípicos, concretamente valores perdidos, tanto en la serie de carga eléctrica como en las series calendario. Creemos que estos datos atípicos se corresponden con cortes en el suministro eléctrico y con fallos en los instrumentos de medida respectivamente. En la serie de carga hemos eliminado los outliers.

Codificación: La codificación se realizará siguiendo los criterios ya explicados.

Cambio de escala: Todas las variables consideradas en el modelo serán linealmente escaladas entre 0 y 1. Este procedimiento consiste simplemente en modificar la escala de las variables atendiendo a su valor mínimo y máximo. Como resultado obtendremos nuevas series de datos más homogéneas, las cuales oscilarán entre 0 y 1.

3.3 Obtención de un modelo mediante la Estimación Paramétrica

Para obtener un modelo matemático mediante el toolbox IDEN de Matlab, se utilizaron los datos clasificados anteriormente.

En el modelo de estimación paramétrica se empleo una estructura ARX: 25[25 25 25 25] [1]. Dicha estructura exportó un modelo con un ajuste de un 54.13% y se empleó para obtener este resultado una ecuación exponencial de orden 25.

En el gráfico de la figura 3.3, se muestra la coincidencia de las curvas del modelo paramétrico y la de demanda real del sistema.

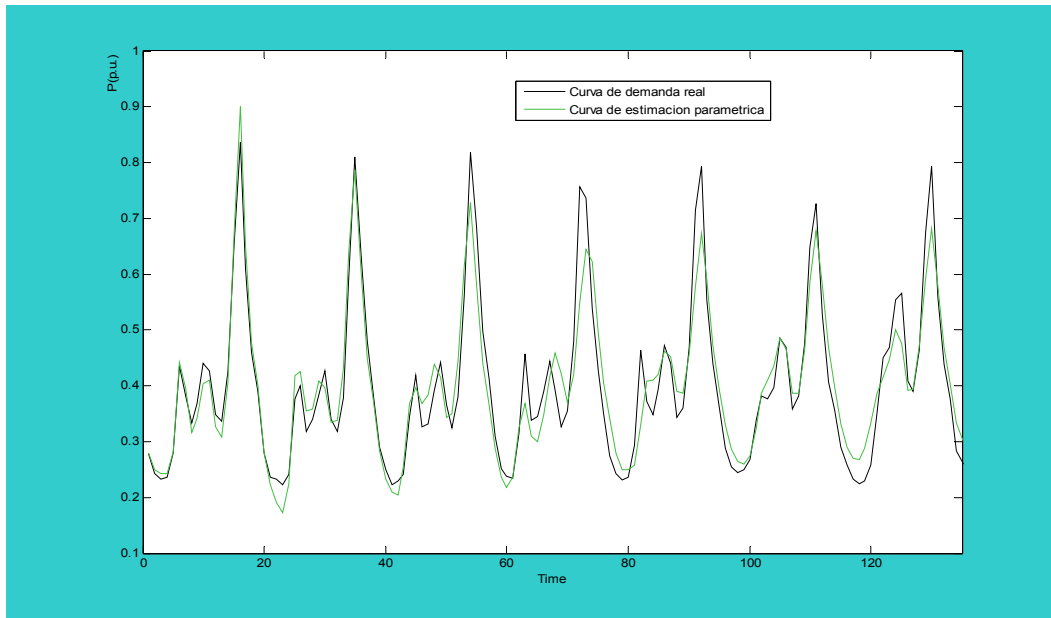


Fig. 3.3 Representación de la curva de demanda real y la del modelo obtenido usando estimación paramétrica.

En la modelación paramétrica se obtuvo una similitud irregular entre las curvas de demanda real y la ofrecida por el modelo paramétrico, por lo que se intentará con otra herramienta de modelación para lograr un mayor ajuste entre las curvas antes mencionadas.

3.4 Obtención de un modelo utilizando una red neuronal. Soporte informático

Uno de los problemas que encontramos a la hora de aplicar un modelo RNA es la escasez de herramientas informáticas específicas. Esto ha llevado a los investigadores a desarrollar sus propias aplicaciones para poder experimentar y validar las teorías enunciadas. Son programas informáticos que están hechos a medida, teniendo en cuenta las necesidades específicas de sus creadores, lo que hace difícil su aplicación fuera del proyecto en que nacieron.



De cualquier modo existen una serie de programas de carácter más genérico que incorporan librerías o cajas de herramientas especializadas en las redes neuronales artificiales. Este es el caso de Matlab y su Neural Networks Toolbox. También se ha encontrado una serie de programas altamente especializados que ofrecen un sinnúmero de opciones para definir y manipular modelos neuronales mediante interfaces gráficas de fácil manejo como Neuro-Solutions, Brain-Maker, etc. En nuestro caso optamos por combinar el uso de dos aplicaciones. Por una parte se utilizó el Excel para la parte de filtraje y organización de los datos, y por la otra se usó el Matlab con su Neural Networks Toolbox.

La potencia de motor del cálculo de Matlab, muy superior a todas las herramientas antes mencionadas, permitió superar fácilmente el inconveniente asociado a la escala del problema de la tardanza en aspectos como análisis y cálculos matemáticos.

3.5 Modelo neuronal para estimar la demanda

Para modelar los datos, se optó por desarrollar un modelo basado en redes Neuronales, para esto se seleccionó una red del tipo Feed-Forward backprop, con una función de entrenamiento del tipo TRAINLM, formada por 3 capas. La primera capa está formada por 4 neuronas del tipo LOGSIG. La capa intermedia u oculta está formada por 19 neuronas del tipo LOGSIG. La tercera capa está formada por 1 neurona del tipo PURELINE o función de activación lineal. Para el entrenamiento se empleó el método del gradiente descendente con retropropagación del error hacia atrás y con momento.

Esquemáticamente nuestro modelo de red neuronal artificial para la curva de carga se muestra en la figura 3.4.

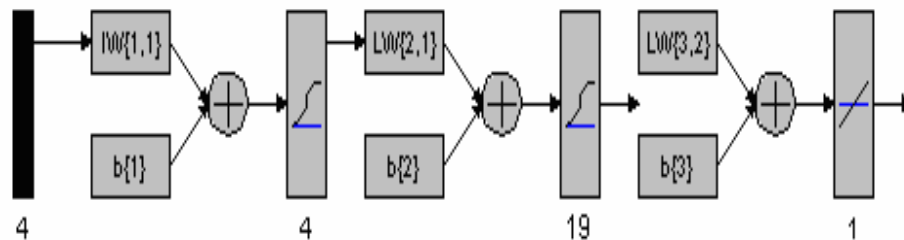


Fig. 3.4 Representación esquemática de la RNA empleada.

La determinación del número óptimo de neuronas de la capa oculta se ha llevado a cabo mediante un proceso de ensayo y error en el que jugamos con el número de neuronas y el máximo error admisible. En todo caso, nuestro objetivo será dotar a la red de un número adecuado de neuronas en la capa oculta para que sea capaz de aprender las características de las posibles relaciones existentes entre los datos de la muestra.

Demasiadas neuronas podrían llevarnos a un sobreajuste, la red memorizaría el conjunto de datos de entrenamiento y para valores pertenecientes al mismo su precisión sería casi absoluta. Sin embargo si le presentamos valores desconocidos fallaría estrepitosamente, dado que como consecuencia del sobreajuste sería incapaz de generalizar. Por otra parte si el número de neuronas en la capa oculta es reducido podremos llegar a una situación de subajuste, en la cual la red no sería capaz de aprender ciertas relaciones existentes entre las variables.

Aprovechando las propiedades atribuidas a las RNA Unidireccionales, nuestro objetivo será aproximar la curva de carga, dado el conjunto de datos disponible, para posteriormente poder realizar predicciones sobre valores futuros.



3.5.1 Entrenamiento de la red neuronal

Tal y como ya comentamos, el entrenamiento se ha llevado a cabo utilizando una muestra de 1608 datos y para llegar a determinar el valor óptimo de los parámetros que definen la red hemos recurrido al método de ensayo y error:

Número óptimo de iteraciones: La aportación de cada nueva iteración en términos de reducción del error cuadrático medio es despreciable a partir de las 75 iteraciones.

Número óptimo de neuronas en la capa oculta: Puede ser determinado mediante la aplicación de una serie de fórmulas heurísticas, o alternatively mediante un proceso de ensayo y error. Nosotros hemos optado por la segunda opción. Para llevar a cabo el experimento fijamos la tasa de aprendizaje y el valor del momento, de este modo pudimos aislar el efecto que tiene el número de neuronas ocultas sobre el error cuadrático medio del entrenamiento.

Si bien cada neurona adicional aportará mayor capacidad explicativa a la red, esta aportación será cada vez menor hasta llegar a un punto en que la capacidad explicativa del modelo no se ve afectada con la inclusión de nuevas neuronas. Los experimentos realizados revelaron que el número óptimo de neuronas de la capa oculta estaría situado en torno a 19. Teniendo en cuenta el número de vectores con el que se han realizado los entrenamientos (1608), este número de neuronas nos parece razonable.

Valor óptimo de la tasa de aprendizaje: Fijando todos los parámetros que inciden en el entrenamiento de la red salvo la tasa de aprendizaje, llegamos a la conclusión de que el valor óptimo de este parámetro se situaría en torno a 0.7.

Valor óptimo del momento: Repitiendo una vez más el mismo proceso ya explicado, obtuvimos como valor óptimo del momento un valor situado en torno a 0.6. En resumen, los valores óptimos que definen el entrenamiento de nuestro modelo neuronal serían:

Tabla 3.3 Valores óptimos de los parámetros de entrenamiento.

Valores óptimos de los parámetros de entrenamiento	
Interacciones	1000
Neuronas ocultas	19
Tasa de aprendizaje	0.7
Momento	0.6

En la tabla 3.3, están numericamente expresados los valores óptimos de los parámetros de entrenamiento.

3.5.2 Resultados del entrenamiento de la red neuronal

El aprendizaje de este modelo se estableció aproximadamente a las 75 interacciones. La capacidad de aprendizaje se estimó comparando el conjunto del entrenamiento y los datos en tiempo real para cantidades diferentes de neuronas en la capa oculta. Se eligió, por último una cantidad de 19 neuronas en la capa oculta, ya que fue el valor que ofreció una mejor combinación entre estos datos. Luego de 1000 interacciones, la red alcanzó un error cuadrático medio de 0.00160376184401. El entrenamiento de la red se puede ver en el gráfico de la figura 3.5.

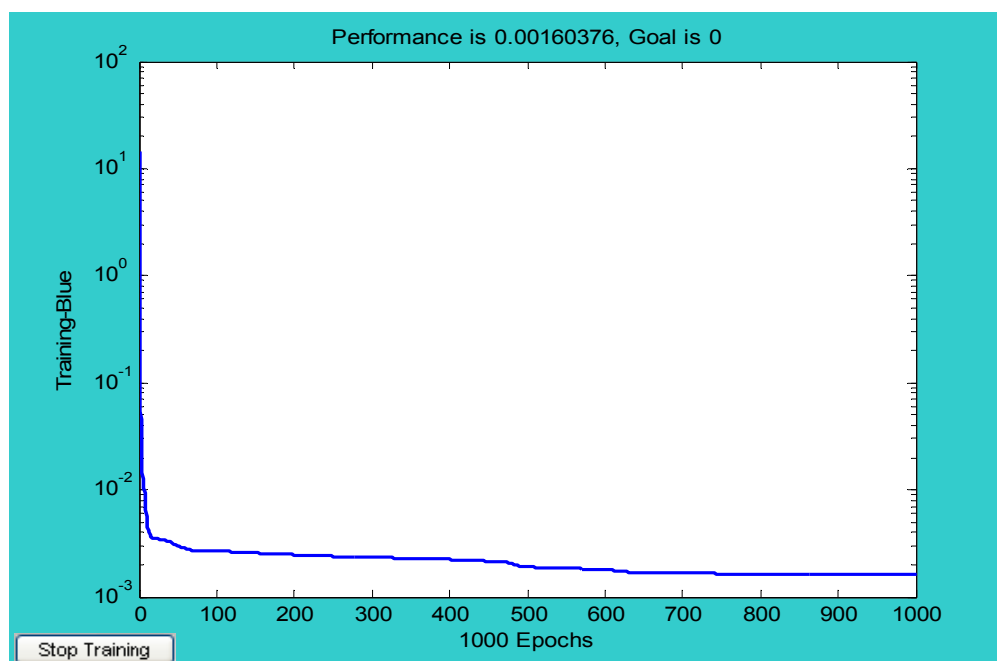


Fig. 3.5 Gráfico del aprendizaje de la red neuronal.

El modelo basado en redes neuronales presentó un coeficiente de correlación, $R^2=0.94$. En la figura 3.6 y 3.7 se muestran los gráficos de dispersión y de curvas respectivamente, del modelo RNA contra los datos reales observados.

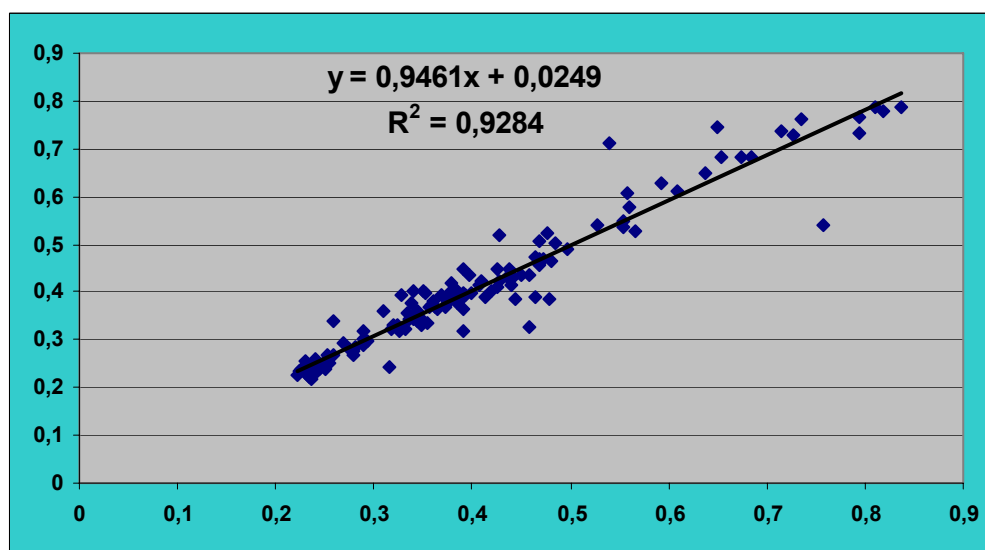


Fig. 3.6 Gráfico de dispersión del modelo RNA contra los datos reales observados.

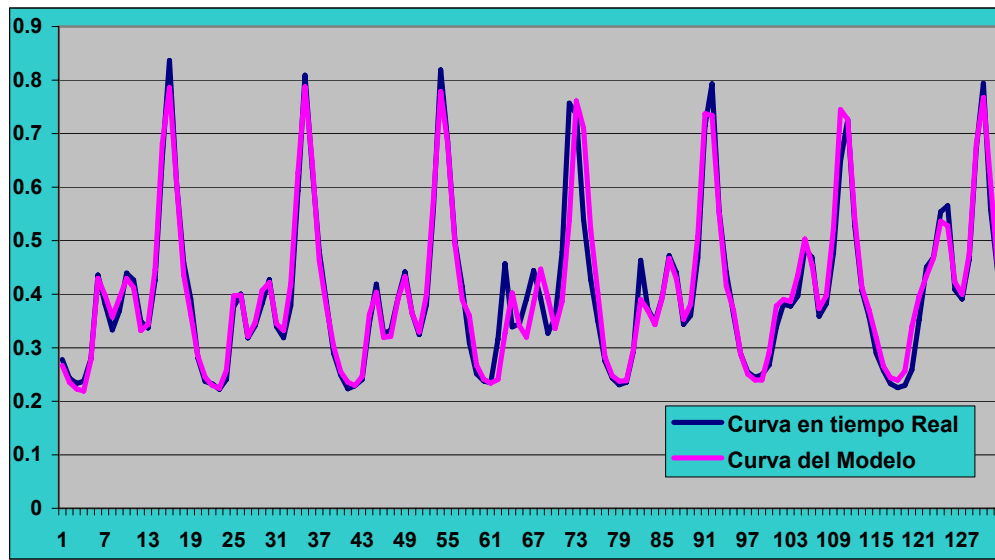


Fig. 3.7 Gráfico de curvas del modelo RNA contra los datos reales observados.

En la figura 3.7 se puede observar como casi prácticamente coinciden las curvas de demanda observada en tiempo real y la curva del modelo RNA, excepto en una ocasión que existe un ligero corrimiento de estas curvas. Vale aclarar que esta es solo una pequeña porción de 135 valores correspondiente a una semana característica extraída de la data del modelo y de la curva real de demanda.

Matrices de pesos y bias del modelo neuronal artificial.

LW {1,1}= [6.596 0.081 3.9404 4.8024; -0.19055 0.08764 6.6866 1.1391; 7.1281 0.0045263 -1.5644 -6.1007; 0.8303 -0.17897 12.5538 -5.0629].

LW {2,1}= [30.3169 -26.701 -43.3956 -7.0362; -2.6762 19.0132 1.7125 8.2139; -3.8735 14.0715 -1.7092 1.1806; -0.948 -9.7624 5.3026 0.27102; -32.3095 19.7862 -8.579 1.1039; -22.1443 0.47253 -4.1227 25.6262; -1.5669 -7.4578 1.208 2.5975; -17.2247 4.1769 4.0662 16.6268; -1.0629 -1.6258 -0.27033 3.835; -3.0701 6.4527 0.78766 -2.2267; -2.9586 8.7452 0.11337 -3.7419; 13.0005 -9.943 2.6885 -4.1625; -11.4636 6.6628 -2.6479 2.6083; -8.2986 -39.7619 -8.6776 -11.927; -12.3059 -3.4093 -5.3094 -7.8135; 7.5757 -12.1849 -0.43645 0.83744; -15.0179 9.1683 4.126 9.041; 0.3734 -1.8889 -38.5848 -1.3717; 35.3704 -21.8356 9.8781 -6.0829].



$LW_{\{3,1\}} = [4.7547 \ -1.4222 \ -13.3665 \ 1.0423 \ -16.1462 \ -1.4122 \ -26.0567 \ 0.63651 \ 16.8746 \ 40.3501 \ -$
 $33.0301 \ -5.997; \ -7.1183 \ -0.26747 \ 0.94152 \ 9.9309 \ -2.029 \ 14.1696 \ -11.6508].$

$b_{\{1\}} = [-13.0431; \ -4.9257; \ -2.3262; \ -4.6645].$

$b_{\{2\}} = [-2.1663; \ -21.81; \ 1.626; \ -12.3137; \ 13.0809; \ -25.1373; \ -0.91973; \ -4.3974; \ -3.0172; \ -0.36378;$
 $0.302; \ -1.5427; \ -2.7332; \ 43.3485; \ 10.3983; \ 2.1293; \ -15.3921; \ 42.03; \ -13.3321].$

$b_{\{3\}} = [14.1734].$

Como la relación entre el modelo neuronal obtenido y la curva real de demanda eléctrica tiene un valor óptimo, entonces podemos pasar al análisis de la validación del modelo, que le dará el valor y la credibilidad a este.

3.6 Validación del modelo neuronal

Una vez concluido el entrenamiento, como ha resultado exitoso, podemos asumir que la red ha sido capaz de aprender las relaciones entre los datos presentados, con lo que la misma estará preparada para llevar a cabo tareas de predicción. Esta podrá realizarse sobre datos ya conocidos por la red neuronal, utilizados en su entrenamiento, o alternativamente sobre datos nunca vistos por ella. En este caso, podremos verificar la capacidad de generalización de la red, y por tanto validar su capacidad como instrumento de predicción.

Validación con datos conocidos por la RNA.

En este caso utilizaremos como datos de entrada los mismos que utilizamos en el entrenamiento, es decir emplearemos series de 135 datos.

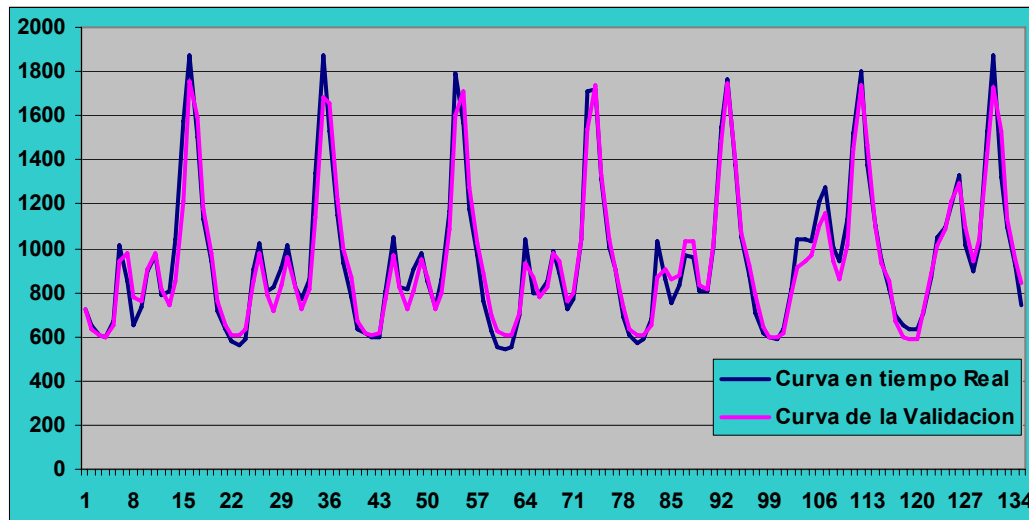


Fig. 3.8 Representación de las curvas de carga real y la ajustada por el modelo con datos conocidos por la RNA. (Mes de Noviembre)

Atendiendo al gráfico de la figura 3.8, se puede apreciar como la red neuronal reproduce con gran precisión la curva de carga original, con lo que podemos intuir que la validación ha resultado un éxito. En la Figura 3.9 se observa la relación que existe entre los datos de la demanda real del sistema y los datos de validación. El [Anexo 8](#), muestra los datos usados para esta validación.

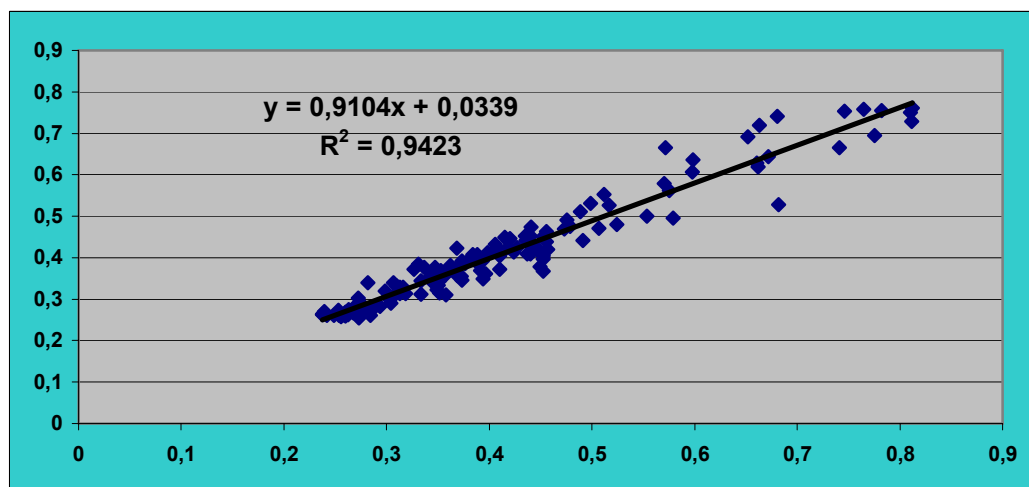


Fig. 3.9 Gráfico de dispersión de los datos reales y los datos de validación conocidos por la RNA. (Mes de Noviembre)

Veamos ahora como responde la red ante datos que le son desconocidos.

Validación con datos no conocidos por la RNA.

A continuación presentaremos a la red el conjunto de datos que habíamos reservado previamente. La red procesará esta nueva información teniendo en cuenta las relaciones aprendidas en el entrenamiento y que guarda en forma de vector de pesos sinápticos. La salida de la red no será más que la predicción. Comparando esta predicción con el valor real de la carga podremos contrastar la capacidad predictiva del modelo.

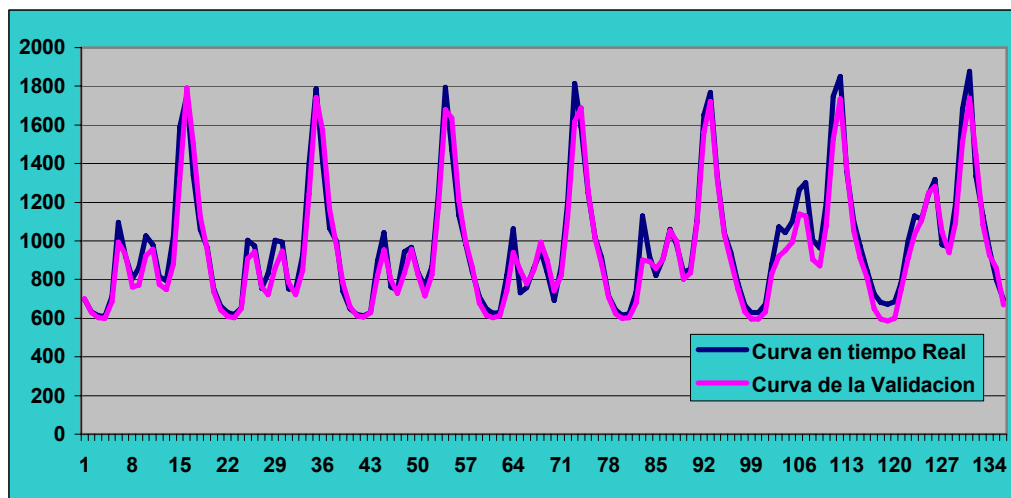


Fig. 3.10 Representación de las curvas de carga real y la ajustada por el modelo con datos desconocidos por la RNA. (Mes de Diciembre)

Atendiendo a la representación de la figura 3.10, se puede apreciar como el perfil de la curva de carga generada por la red se aproxima a la curva real con una precisión aceptable. En el [Anexo 9](#), se muestran los valores usados para la validación.

En la Figura 3.11 se observa la relación que existe entre los datos de la demanda real del sistema y los datos de validación.

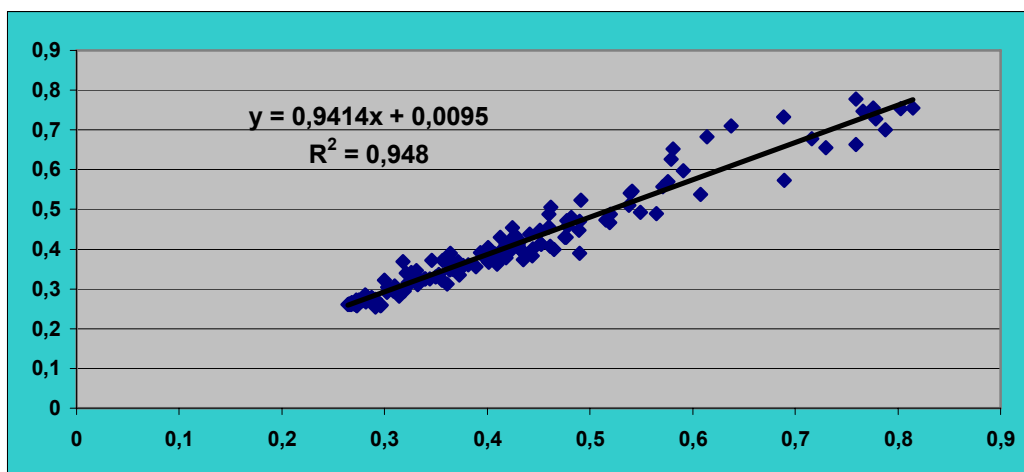


Fig. 3.11 Gráfico de dispersión de los datos de demanda real y los datos de validación no conocidos por la RNA. (Mes de Diciembre)

Finalmente, una vez superadas las fases de entrenamiento y validación, podemos comparar los resultados obtenidos de ambos modelos.

De este modo se pudo determinar la medida en que el modelo basado en redes neuronales, supera al paramétrico como instrumento de modelización y predicción.

En la tabla 3.4, se muestran los valores de ajuste de los modelos analizados, observando la superioridad del modelo neuronal sobre la modelación paramétrica.

Tabla 3.4 Representación del ajuste de cada uno de los modelos utilizados en la comparación.

	Modelación RNA	Modelación paramétrica
Ajuste	92.84 %	54.13 %

Vemos como si bien, el coeficiente de determinación R^2 asociado al modelo neuronal es mayor al obtenido con la modelación paramétrica, y resulta ser más eficaz. Esto puede deberse al hecho de que las variables que explican la



evolución de la demanda eléctrica en el tiempo se encuentran vinculadas mediante relaciones de carácter no lineal. Mediante el uso de RNA, al emplear funciones de transferencia no lineales, estaremos dotando al modelo de la capacidad necesaria para capturar las relaciones no lineales que determinan la dinámica del fenómeno estudiado.



Conclusiones

- 1- Teniendo como referencia una vivienda típica del sector residencial, aproximadamente el 80% de la energía la consume el refrigerador, la iluminación, la olla de presión, y la olla arrocera.
- 2- De lunes a viernes existen 3 picos de demanda a diferentes horarios del día con un promedio de 992.47 kW, 1068.11 kW, 1593.36 kW respectivamente. En el caso de los días sábado y domingo el primer pico desaparece, y solo quedan dos picos, con un consumo promedio de 1283.89 kW y 1553.11 kW.
- 3- El desequilibrio de corriente en el circuito 21, se manifiesta entre un 3 y 9%, lo cual repercute en unas pérdidas hasta los primeros transformadores de cada fase de aproximadamente 4 MWh/ año. La diferencia entre los valores máximos y mínimos con respecto a la tensión nominal (13.8 kV), está entre 1 y 4%, ajustándose dentro de las normas de media tensión.
- 4- El factor de potencia oscila en el día en 2 valores promedios, desde las 12:55 a las 4:40 am toma valores entre 0.80 y 0.81, y a las 7:40 pm, alcanza un valor de 0.92.
- 5- En el horario de verano, la curva de demanda es prácticamente mayor que la curva de invierno en casi un 19% desde las 0:00 h hasta casi las 17:00 h. En el horario de las 17:05 h a las 21:55 h, el consumo en invierno es un 13% más que el de verano, y en el resto del día la demanda de verano es 10% más que la de invierno.



- 6- Se puede estimar con más de un 90% de precisión la demanda del circuito de distribución 21, mediante una Red Neuronal Artificial Feed-Foward-Backpropagation. Su arquitectura básica tiene 3 capas de neuronas (4-19-1) con funciones de transferencia LOGSIG en las dos primeras y PURELINE en la tercera.



Recomendaciones

- 1- Extrapolar este estudio a los demás circuitos, aprovechando las mediciones que brindan los dispositivos NU-Lec.
- 2- Emplear el Modelo neuronal para el monitoreo ON- LINE en los circuitos de distribución residenciales cuando los NU-Lec se puedan comunicar entre sí.



Bibliografía

ARMAS TEYRA, M.A de.; et. Al. *Inteligencia Artificial Aplicada al Análisis de Sistemas Energéticos*. Colombia: Fundación Universitaria Tecnológico Comfenalco Cartagena, 2007

CASAS FERNÁNDEZ, L *Eficiencia de los nuevos equipos electrodomesticos para diferentes condiciones, 2005*[en línea]. [Consultado: 20090312]. Disponible en: <http://www.energia.inf.cu>

CASAS FERNÁNDEZ, L.; A. RAMÍREZ GONZÁLEZ; A. LIMONTE RUIZ. *Características de las Cargas del Sector Residencial en Cuba*, 2006. [en línea]. [Consultado: 20090312]. Disponible en: <http://www.energia.inf.cu>

GALLARDO, J.; et.al. *Estimación de la demanda agregada de electricidad*. Perú: Oficina de Estudios Económicos, 2004.

MALLO GONZÁLEZ, C. Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales. *Journal Rect@*. [en línea]. [Consultado: 2009-05-07], 5(1) 2004, 5-28. Disponible en: <http://www.doaj.or/doaj?func=abstract&id=159207>

Modelos de demanda para el sector residencial cubano. [en línea]. [Consultado:2009-05-07].Disponible en: <http://www.pr.rimed.cu/>

MORAL, J.; et.al. *Un modelo de predicción de la demanda de energía eléctrica: Thor II*. Madrid, 2003.



MUÑOZ SAN ROQUE, A. *Aplicación de técnicas de redes neuronales artificiales al diagnóstico de procesos industriales*. Antonio Muñoz San Roque. Miguel Ángel Sanz Bobi. Tesis doctoral. Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 1996. 358 h.

MURILLOS J.; et. al. Estudio del pronóstico de la demanda de energía eléctrica utilizando modelos de serie de tiempo. *Scientia et Técnica UTP*, Diciembre 2003 (23).

OTERO DURÁN, M.E. *TELENUL, SCADA de Supervisión y Telecontrol de redes de distribución para recreadores y seccionalizadores NULEC*. [en línea]. [Consultado: 20090312]. Disponible en: <http://www.cec.cubaindustria.cu>

REDONDO QUINTELA, F.; J.M. GARCÍA ARÉ VALO; N. REDONDO. Desequilibrio y pérdidas en las instalaciones eléctricas. *Revista Montaje e Instalaciones*, 2000 (abril): 77-82.

La revolución energética resultados y perspectivas. La Habana, 2008.



Anexos

Anexo 1: Esquema del monolineal del circuito 21

[REGRESAR AL TEXTO](#)





Anexo 2: Tabla de tensión promedio por cada fase.

[REGRESAR AL TEXTO](#)

Fase A-B (V)	Fase B-C (V)	Fase C-A (V)
13636,02381	13552,80115	13599,134

Anexo 3: Tabla de valores promedios de demanda por días [REGRESAR AL TEXTO](#)

P(kW)Lun.	P(kW)Mar.	P(kW)Miér.	P(kW)Jue.	P(kW)Vier.	P(kW)Sáb.	P(kW)Dom.
1881,02	1840,89	1849,22	1838,51	1810,32	1885,36	2000,36

Anexo 4: Tabla de demanda diaria del circuito 21.

[REGRESAR AL TEXTO](#)

Tiempo de muestreo	P(kW) Lunes	P(kW) Martes	P(kW) Miérc.	P(kW) Jueves	P(kW) Viernes	P(kW) Sábado	P(kW) Domingo
0:55:00	808.67	788.67	772.56	787.89	753.44	776.33	831.33
2:10:00	735.00	722.44	710.44	719.00	686.56	691.67	737.67
3:25:00	703.00	699.67	680.78	693.22	660.67	656.33	697.11
4:40:00	706.22	710.22	680.00	693.78	678.78	656.78	685.67
5:55:00	828.78	841.89	804.33	819.89	822.11	728.00	717.11
7:10:00	1048.00	956.56	967.44	997.33	984.00	884.00	812.67
8:25:00	891.56	877.89	884.67	888.00	893.00	989.89	991.56
9:40:00	847.44	866.67	852.89	895.67	881.22	1028.33	1130.89
10:55:00	931.56	966.89	959.11	971.44	966.56	1083.78	1230.11
12:10:00	1080.11	1079.00	1117.67	1079.89	1078.22	1219.56	1348.22
13:25:00	1020.67	965.67	1022.22	1027.67	988.11	1169.78	1163.22
14:40:00	873.11	860.00	893.44	988.33	870.00	1018.22	975.33
15:55:00	886.22	912.11	917.78	967.67	913.11	1042.11	972.56
17:10:00	1071.11	1120.11	1108.00	1087.00	1094.56	1225.67	1151.00
18:25:00	1409.44	1393.44	1401.11	1338.78	1387.78	1478.78	1409.22
19:40:00	1668.56	1555.33	1595.00	1516.78	1633.33	1552.33	1553.11
20:55:00	1418.56	1335.67	1390.89	1295.22	1283.67	1311.44	1387.00
22:10:00	1147.22	1065.44	1121.22	1034.78	1022.33	1004.11	1124.00
23:25:00	991.00	929.56	985.78	907.44	884.44	895.11	940.33



Anexo 5: Tabla de corriente y tensión por fases,
factor de potencia del circuito 21.

[REGRESAR AL TEXTO](#)

Hora de muestreo	I a(A)	I b(A)	I c(A)	FP	Va(V)	Vb(V)	Vc(V)
0:05:00	39.70	39.24	43.16	0.82	7871.86	7793.99	7916.21
1:05:00	36.02	35.84	39.20	0.81	7923.79	7826.52	7964.05
2:05:00	34.20	34.18	37.37	0.81	7901.11	7812.97	7944.77
3:05:00	32.88	32.82	35.86	0.81	7893.91	7796.01	7937.42
4:05:00	33.06	32.88	35.71	0.80	7932.61	7840.71	7978.07
5:05:00	34.56	34.48	37.76	0.82	7923.47	7826.25	7967.39
6:05:00	41.14	40.94	45.04	0.86	7901.50	7787.00	7952.91
7:05:00	44.25	43.86	48.16	0.88	7855.47	7766.85	7908.14
8:05:00	41.60	41.10	44.70	0.87	7844.23	7765.23	7890.45
9:05:00	41.23	40.83	43.79	0.87	7830.06	7771.58	7875.59
10:05:00	43.20	42.67	45.41	0.88	7830.21	7770.50	7874.60
11:05:00	47.67	46.98	49.84	0.89	7815.23	7766.18	7860.73
12:05:00	51.69	50.73	54.57	0.90	7818.26	7781.75	7864.49
13:05:00	47.00	46.57	50.51	0.88	7825.94	7796.06	7868.49
14:05:00	41.08	41.37	43.98	0.86	7814.23	7792.79	7861.05
15:05:00	39.75	40.16	42.80	0.86	7832.52	7809.51	7879.93
16:05:00	44.24	44.36	47.76	0.88	7804.14	7781.19	7851.20
17:05:00	52.94	52.98	57.18	0.90	7799.29	7764.96	7845.60
18:05:00	65.26	64.64	70.77	0.92	7768.00	7720.51	7810.43
19:05:00	76.14	74.22	82.59	0.92	7765.20	7700.18	7801.26
20:05:00	69.80	67.96	75.55	0.90	7766.18	7687.46	7805.78
21:05:00	57.92	56.69	62.18	0.86	7750.62	7674.31	7790.49
22:05:00	51.71	50.31	55.10	0.84	7797.86	7714.93	7840.34
23:05:00	46.35	45.47	49.92	0.83	7834.63	7756.54	7872.80



Anexo 6: Tabla de demanda promedio de invierno y verano [REGRESAR AL TEXTO](#)

Hora	P(kW)Invierno.	P(kW)Verano.
0:05:00	735.62	832.52
1:05:00	649.59	764.28
2:05:00	612.71	722.97
3:05:00	577.33	705.45
4:05:00	580.24	703.79
5:05:00	586.14	783.69
6:05:00	728.64	972.90
7:05:00	952.38	940.43
8:05:00	888.57	870.52
9:05:00	791.67	902.75
10:05:00	797.68	967.39
11:05:00	930.09	1075.31
12:05:00	1066.20	1143.31
13:05:00	1037.10	987.18
14:05:00	834.24	881.71
15:05:00	776.45	878.10
16:05:00	872.23	1001.32
17:05:00	1076.00	1220.24
18:05:00	1464.74	1427.96
19:05:00	1802.20	1579.00
20:05:00	1518.18	1480.14
21:05:00	1187.50	1186.00
22:05:00	972.48	1065.90
23:05:00	907.43	937.61

Anexo 7: Tabla de datos para el cálculo de las pérdidas [REGRESAR AL TEXTO](#)

	Calibre	Long.(Km)	I(A)	R(Ω)	R(Ω /Km)
Línea a	AC150	0.316	47.45	0.064464	0.204
Línea b	AC150	0.209	46.67	0.042636	0.204
Línea c	AC150	0.422	51.00	0.086088	0.204



Anexo 8: Tablas de datos de la 1ra validación del
modelo neuronal.

[REGRESAR AL TEXTO](#)

Curva Real	Curva de Validación						
699	702.1832334	1401	1241.487315	839	899.9930491	1043	948.8868861
634	627.6394272	1789	1742.670581	691	741.1048354	1100	992.120656
614	602.1600598	1415	1572.758542	867	819.6117306	1266	1137.878609
610	600.8160539	1065	1164.550827	1199	1123.782129	1302	1130.097375
713	684.6961844	996	969.4855273	1816	1614.563872	1003	904.1658521
1096	992.1240021	740	782.1477775	1588	1687.724983	965	872.0311591
924	930.3433992	648	657.7222504	1247	1258.670878	1197	1076.69211
806	760.2654508	618	612.2432945	1018	1008.767281	1750	1528.138427
860	770.4096104	612	604.3545876	914	880.2052267	1851	1736.110732
1025	925.4860153	628	627.8081105	714	709.0668633	1362	1378.327468
979	955.33545	897	819.5866751	643	623.3547857	1102	1054.537461
814	774.587308	1042	953.3888647	617	600.6610144	975	911.7524043
794	748.7043386	763	797.0164753	623	603.8766383	844	806.9253225
1024	882.322568	745	727.2252026	736	679.2588753	724	649.3087227
1589	1322.218088	944	834.7246761	1129	899.3226402	683	594.7765183
1751	1791.484628	968	957.8132019	922	895.6755686	671	585.1219603
1340	1502.071387	838	827.6734103	822	857.0434924	684	598.3415594
1060	1126.440187	766	716.0387395	907	903.397259	783	749.8939651
965	950.5201504	868	826.1154699	1060	1052.003374	1001	911.1966482
750	736.9299592	1241	1175.465492	984	1001.539941	1128	1032.986885
662	641.175367	1795	1678.708858	838	802.511942	1111	1105.834482
630	607.7481397	1470	1636.776659	853	833.1912193	1243	1249.098716
618	603.4397003	1132	1208.391849	1101	1089.178672	1317	1282.830408
651	649.3719207	980	988.7151254	1652	1562.476487	979	1047.305087
1003	905.8994524	840	862.6392542	1767	1720.892135	967	941.7068066
974	943.9925005	712	679.4385553	1328	1315.551461	1188	1091.727606
754	760.0139994	649	616.9342064	1041	1030.387623	1683	1511.425769
832	721.9168269	626	603.2807499	940	896.5522273	1878	1739.857926
1003	861.120734	628	614.0580374	782	750.0994289	1335	1445.209609
992	946.3563667	821	742.0814334	666	633.3710367	1129	1082.407166
752	785.8814285	1063	940.9423875	628	597.4045102	957	925.9773236
747	721.1452414	733	849.2496737	630	594.6520469	797	858.4344927
926	848.2183204	759	777.103097	671	632.1951855	697	670.2373837
		857	849.1580625	880	831.8636306		
		951	992.3136076	1072	919.6274733		



Anexo 9: Tablas de datos de la 2da Validación del
modelo neuronal.

[REGRESAR AL TEXTO](#)

Curva Real	Curva de Validación	1335	1143.679933	886	938.9243173	1040	942.9726823
722	723.6302668	1871	1680.542903	721	756.8651328	1030	970.4663313
648	636.3313582	1529	1658.164139	769	795.2644433	1209	1107.936346
605	604.3952227	1150	1223.450201	1044	1041.156366	1277	1154.289783
599	598.7658476	936	997.2188986	1709	1534.875928	1008	942.3409483
667	652.9725638	776	867.233738	1720	1738.789699	945	858.8659936
1014	941.679466	632	672.6864794	1315	1334.036013	1132	1016.389464
849	975.1108633	617	616.7451716	1003	1041.619442	1523	1448.100091
650	781.6943688	593	604.3027325	907	902.6178655	1804	1740.691043
729	759.0410116	600	617.7799664	689	735.221711	1380	1465.355503
893	902.2645135	808	767.4502651	606	632.8989319	1104	1096.834238
964	979.1366558	1053	968.3196716	573	602.3429844	946	934.0329763
789	813.9197862	822	822.6121078	585	602.0873395	813	852.1890005
805	743.6360907	810	727.8448414	677	652.3198703	701	668.0308513
1044	847.5743858	909	804.8617338	1036	871.9645619	655	600.2765097
1573	1216.824926	977	953.9335639	861	903.4933203	630	586.0976987
1873	1754.48873	849	869.7009256	753	859.3766129	630	592.2380987
1504	1593.354252	735	721.6960833	835	879.1262093	709	711.0695677
1127	1177.843985	861	798.5641694	969	1028.218573	868	890.8352983
940	976.866327	1168	1084.689201	957	1034.353979	1051	1012.01124
714	764.3205774	1788	1602.975715	801	829.7101539	1091	1083.706019
637	652.5269079	1570	1708.516529	805	813.2929745	1191	1214.8545
583	610.8281943	1180	1275.513406	1005	1016.838119	1327	1296.626294
557	602.6616746	964	1018.557329	1550	1483.028575	1016	1094.244122
584	630.6499385	763	885.4757851	1764	1747.715374	895	938.1938726
903	849.1886265	628	699.2241481	1378	1398.04957	1014	1043.986621
1021	977.9622702	552	623.5448697	1051	1067.336506	1526	1428.772599
805	786.1224424	547	603.9392622	879	918.7441229	1869	1729.630012
825	716.4891179	548	609.3053111	707	784.5892918	1318	1532.646448
914	832.3411427	694	701.5194941	619	646.8648892	1096	1131.398592
1016	955.7763315	1043	933.2901688	598	600.6418717	919	948.794611
820	827.8897466	800	868.434273	589	594.5135162	740	837.9597387
769	719.5456717	797	781.1066668	631	617.2783607		
859	817.5532015	851	821.417257	810	793.3636606		
		984	977.1945543	1044	913.3438883		